

## Wytyczne

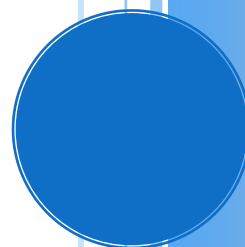
Rozporządzenie w sprawie monitorowania i raportowania – Ogólne wytyczne dotyczące instalacji

Tłumaczenie robocze

*Analiza tłumaczenia i wprowadzenie poprawek do tekstu:*

*Tomasz Karpiński, Jacek Kołoczek*

**WARSZAWA, LISTOPAD 2012**



**Przedstawiony materiał pomocniczy stanowi robocze tłumaczenie dokumentu Komisji Europejskiej „The Monitoring and Reporting Regulation – General guidance for installations”, opublikowanego w celu ułatwienia w dostosowaniu się do wymogów rozporządzenia Komisji Europejskiej nr 601/2012 z dnia 21 czerwca 2012 r. w sprawie monitorowania i raportowania w zakresie emisji gazów cieplarnianych zgodnie z dyrektywą 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady.**

**Niniejsze tłumaczenie przygotowano w oparciu o roboczy tekst dokumentu przygotowany przez tłumaczy Komisji Europejskiej oraz uwzględnia uwagi i poprawki pracowników KOBIZE do tłumaczenia.**

**W razie jakichkolwiek wątpliwości, do momentu publikacji oficjalnego tłumaczenia, rozstrzygająca jest wersja anglojęzyczna tłumaczonego dokumentu opublikowana pod następującym adresem internetowym [http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/monitoring/docs/gd1\\_guidance\\_installations\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/monitoring/docs/gd1_guidance_installations_en.pdf)**

*Materiał przedstawia poglądy autorów i nie odzwierciedla stanowiska Ministerstwa Środowiska oraz innych organów administracji rządowej.*

*Niniejszy dokument może być używany, kopiowany i rozpowszechniany, w całości lub w części, wyłącznie w celach niekomercyjnych ze wskazaniem źródła ich pochodzenia.*



**Działalność KOBIZE jest finansowana ze środków  
Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej**



**KOMISJA EUROPEJSKA**

DYREKCJA GENERALNA

ds. Działań w dziedzinie Klimatu (CLIMA)

Dyrekcja A - Strategia Międzynarodowa i Klimatyczna

CLIMA.A.3 - Monitorowanie, Sprawozdawczość, Weryfikacja

## Wytyczne

# Rozporządzenie w sprawie monitorowania i raportowania – Ogólne wytyczne dotyczące instalacji

**Wytyczne dotyczące rozporządzenia w sprawie monitorowania i raportowania nr 1, wersja z dnia 16 lipca 2012 r.**

Niniejszy dokument stanowi część serii dokumentów przedstawionych przez służby Komisji w celu wsparcia procesu wdrażania rozporządzenia Komisji (UE) nr 601/2012 z dnia 21 czerwca 2012 r. w sprawie monitorowania i raportowania w zakresie emisji gazów cieplarnianych zgodnie z dyrektywą 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady<sup>1</sup>.

Niniejsze wytyczne przedstawiają poglądy służb Komisji w chwili publikacji niniejszego dokumentu. Niniejszy dokument nie ma mocy prawnej.

W niniejszych wytycznych uwzględniono dyskusje prowadzone podczas posiedzeń Technicznej Grupy Roboczej ds. Rozporządzenia w Sprawie Monitorowania i Raportowania w ramach Grupy Roboczej Komitetu ds. Zmian Klimatu, a także pisemne uwagi otrzymane od zainteresowanych stron i ekspertów z państw członkowskich. Niniejsze wytyczne zostały jednogłośnie zatwierdzone przez przedstawicieli państw członkowskich podczas posiedzenia Komitetu ds. Zmian Klimatu dnia 7 czerwca 2012 r.

Wszystkie wytyczne i formularze można pobrać z sekcji z dokumentacją na stronie internetowej Komisji pod następującym adresem:

[http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/monitoring/index\\_en.htm](http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/monitoring/index_en.htm)

---

<sup>1</sup> <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2012:181:0030:0104:PL:PDF>

## SPIS TREŚCI

<b>1</b>	<b>STRESZCZENIE .....</b>	<b>6</b>
1.1	Gdzie należy zacząć lekturę? .....	6
1.2	Jakie nowe elementy zawiera MRR? .....	7
<b>2</b>	<b>WSTĘP .....</b>	<b>10</b>
2.1	Informacje o niniejszym dokumencie .....	10
2.2	Jak używać niniejszego dokumentu .....	10
2.3	Gdzie uzyskać dalsze informacje .....	11
<b>3</b>	<b>CYKL FUNKCJONOWANIA EU ETS.....</b>	<b>14</b>
3.1	Znaczenie systemu MRV dla EU ETS .....	14
3.2	Przegląd cyklu funkcjonowania systemu ETS .....	15
3.3	Znaczenie planu monitorowania.....	18
3.4	Etapy i terminy.....	19
3.4.1	Roczny cykl funkcjonowania systemu.....	19
3.4.2	Przygotowania do trzeciego okresu rozliczeniowego .....	21
3.5	Role i obowiązki .....	23
<b>4</b>	<b>POJĘCIA I METODY.....</b>	<b>25</b>
4.1	Podstawowe zasady .....	25
4.2	Strumienie materiałów wsadowych, źródła emisji i powiązane terminy .....	27
4.3	Metodyki monitorowania .....	28
4.3.1	Metodyka standardowa .....	30
4.3.2	Metodyka bilansu masowego.....	32
4.3.3	Metody oparte na pomiarach .....	35
4.3.4	Metodyka rezerwowa .....	37
4.3.5	Łączenie metod .....	38
4.4	Kategorie instalacji, źródeł emisji i strumieni materiałów wsadowych .....	39
4.4.1	Kategorie instalacji .....	39
4.4.2	Instalacje o niskim poziomie emisji .....	40
4.4.3	Strumienie materiałów wsadowych .....	41
4.4.4	Źródła emisji .....	43
4.5	System poziomów dokładności.....	43
4.6	Powody odstępstw.....	44
4.6.1	Nieracjonalne koszty .....	45
4.7	Niepewność .....	48
<b>5</b>	<b>PLAN MONITOROWANIA .....</b>	<b>50</b>
5.1	Opracowanie planu monitorowania .....	50

<b>5.2</b>	<b>Wybór prawidłowego poziomu dokładności .....</b>	<b>54</b>
<b>5.3</b>	<b>Ocena niepewności jako dokument uzupełniający .....</b>	<b>57</b>
5.3.1	Ogólne wymagania.....	57
5.3.2	Uproszczenia.....	58
5.3.3	Dalsze wytyczne .....	59
<b>5.4</b>	<b>Procedury a plan monitorowania .....</b>	<b>59</b>
<b>5.5</b>	<b>Przepływ danych i system kontroli .....</b>	<b>65</b>
<b>5.6</b>	<b>Aktualizacja planu monitorowania .....</b>	<b>67</b>
5.6.1	Istotne zmiany .....	68
5.6.2	Aktualizacje planu monitorowania niebędące istotnymi zmianami .....	69
<b>5.7</b>	<b>Zasada udoskonalania.....</b>	<b>69</b>
<b>6</b>	<b>METODYKA OPARTA NA OBLICZENIACH .....</b>	<b>72</b>
<b>6.1</b>	<b>Monitorowanie danych dotyczących działań .....</b>	<b>72</b>
6.1.1	Określanie poziomu dokładności .....	72
6.1.2	Istotne elementy planu monitorowania .....	73
<b>6.2</b>	<b>Współczynniki obliczeniowe - zasady .....</b>	<b>77</b>
6.2.1	Wartości domyślne .....	78
6.2.2	Analizy laboratoryjne.....	81
<b>6.3</b>	<b>Współczynniki obliczeniowe – szczegółowe wymagania .....</b>	<b>83</b>
6.3.1	Współczynnik emisji .....	83
6.3.2	Wartość opałowa (NCV).....	84
6.3.3	Współczynnik utleniania i współczynniki konwersji.....	84
6.3.4	Zawartość węgla w przypadku bilansów masowych.....	85
6.3.5	Fracja biomasy .....	86
<b>6.4</b>	<b>Emisje PFC.....</b>	<b>86</b>
<b>7</b>	<b>METODY UPROSZCZONE .....</b>	<b>88</b>
<b>7.1</b>	<b>Instalacje o niskim poziomie emisji .....</b>	<b>88</b>
<b>7.2</b>	<b>Inne „proste” instalacje.....</b>	<b>89</b>
7.2.1	Praktyczne podejście do uproszczenia .....	90
7.2.2	Określanie zakresu uproszczonego podejścia.....	90
<b>8</b>	<b>SYSTEMY CIĄGŁYCH POMIARÓW EMISJI (CEMS).....</b>	<b>93</b>
<b>8.1</b>	<b>Wymogi ogólne.....</b>	<b>93</b>
<b>8.2</b>	<b>Emisje N<sub>2</sub>O .....</b>	<b>95</b>
<b>8.3</b>	<b>Przenoszony i związany w paliwie CO<sub>2</sub> oraz wychwytywanie i składowanie dwutlenku węgla (CCS) .....</b>	<b>96</b>
8.3.1	Przenoszony CO <sub>2</sub> i CCS .....	96
8.3.2	CO <sub>2</sub> związany w paliwie .....	97
<b>9</b>	<b>ZAŁĄCZNIK.....</b>	<b>98</b>
<b>9.1</b>	<b>Skróty .....</b>	<b>98</b>
<b>9.2</b>	<b>Akty prawne .....</b>	<b>98</b>

# 1 STRESZCZENIE

Monitorowanie i raportowanie w zakresie emisji stanowi podstawę EU ETS<sup>2</sup> (systemu handlu uprawnieniami do emisji). Po przeglądzie dyrektywy EU ETS w 2009 r. zaktualizowane zasady monitorowania i raportowania zawarto w rozporządzeniu UE (rozporządzenie w sprawie monitorowania i raportowania, zwane dalej „MRR”). Razem z nowym rozporządzeniem w sprawie weryfikacji raportów na temat wielkości emisji oraz akredytacji weryfikatorów („AVR”) MRR zastępuje wytyczne dotyczące monitorowania i sprawozdawczości („MRG 2007”). MRR stosuje się począwszy od trzeciego okresu rozliczeniowego (czyli dla emisji od dnia 1 stycznia 2013 r.).

Niniejsze wytyczne są pierwszym dokumentem z serii wytycznych i formularzy elektronicznych przedstawionych przez służby Komisji w celu wspierania ujednoliconego procesu wdrażania MRR w całej UE. Przedstawiono tu wprowadzenie do systemu zgodności EU ETS, pojęcia wykorzystywane na potrzeby monitorowania i raportowania w zakresie instalacji stacjonarnych, a w dalszej części szczegółowo opisano określone w MRR wymagania dotyczące możliwych metod monitorowania. Niniejsze wytyczne nie są kontynuacją obowiązkowych wymogów opisanych w MRR, ale mają na celu ułatwić poprawną interpretację rozporządzenia i proces jego wdrażania.

Niniejsze wytyczne przedstawiają poglądy służb Komisji w chwili publikacji niniejszego dokumentu. Niniejszy dokument nie ma mocy prawnej.



Proszę zauważyć, że niniejszy dokument nie obejmuje wymogów obowiązujących operatorów statków powietrznych. Operatorzy statków powietrznych poszukujący wytycznych dotyczących monitorowania i raportowania w ramach EU ETS są proszeni o zapoznanie się z wytycznymi nr 2.

## 1.1 Gdzie należy zacząć lekturę?

Niniejszy dokument opracowano w taki sposób, by zapewnić pomoc zarówno tym czytelnikom, którzy po raz pierwszy mają do czynienia z EU ETS, jak i tym, którym system ten jest już znany. Ta druga grupa powinna w szczególności zwrócić uwagę na sekcje dokumentu oznaczone znakiem „NOWE” (w celu zapoznania się z listą symboli pomocniczych zob. sekcja 2.2). Sekcja 1.2 niniejszego streszczenia będzie stanowić pomocny punkt wyjścia dla lektury dokumentu.

Czytelnicy z małym doświadczeniem w zakresie EU ETS i jego systemu MRV (Monitoring, Reporting and Verification – monitorowanie, raportowanie i weryfikacja) powinni przeczytać w szczególności rozdział 3 (o cyklu stosowania EU ETS) i rozdział 4 (pojęcia i metodyki). Wszyscy czytelnicy, którzy muszą monitorować instalację i w związku z tym opracować (lub zaktualizować) plan monitorowania powinni zapoznać się z rozdziałem 5 o planach monitorowania. W za-

<sup>2</sup> W celu zapoznania się z objaśnieniem akronimów oraz odniesień do aktów prawnych zob. załącznik do niniejszego dokumentu.

leżności od metodyki monitorowania właściwej dla instalacji podlegającej monitorowaniu, w rozdziale 6 (metodyka oparta na obliczeniach) i 8 (metodyka oparta na pomiarach) przedstawiono cenny wgląd w szczegółowe informacje na temat wymogów dla takich metod określonych w MRR.

W MRR położono znaczny nacisk na uproszczenie monitorowania tam, gdzie jest to możliwe, by zwiększyć efektywność kosztową bez zmniejszenia dokładności monitorowania. Prowadzącym instalacje poszukującym takich rozwiązań zaleca się zwrócić uwagi na fragmenty oznaczone symbolem „uproszczono!”.

Uproszczono!

Prowadzący instalacje o niskim poziomie emisji (w celu zapoznania się z definicją zob. sekcja 4.4.2) powinni szukać ikony „mała instalacja”, a w szczególności zapoznać się z sekcją 7.1. W MRR przewidziano również dla państw członkowskich nowy wariant umożliwiający wykorzystanie ustandaryzowanych i uproszczonych formularzy planów monitorowania. Wariant ten omówiono szczegółowo w sekcji 7.2 niniejszego dokumentu.



## 1.2 Jakie nowe elementy zawiera MRR?

MRR opracowano w celu większego ujednoczenia metodologii w całej UE, by osiągnąć wyższy poziom harmonizacji niż ten osiągnięty w drodze wdrażania przez państwa członkowskie MRG 2007. Ponadto uwzględniono w nim kilka najlepszych praktyk zaobserwowanych w państwach członkowskich. Dlatego też podczas gdy jeden czytelnik może być już zaznajomiony z prezentowaną tu metodyką, ta sama metodyka okaże się nowa dla czytelnika z innego państwa członkowskiego. Czytelnicy, którzy podczas lektury niniejszych wytycznych pragną skupić się w szczególności na nowych elementach MRR, powinni zwrócić uwagę zwłaszcza na następujące zmiany w porównaniu z MRG 2007:

Nowe!

- W jeszcze większym stopniu podkreślono zasadnicze znaczenie planu monitorowania (MP) dla całego systemu MRV. W celu opracowania nowego planu monitorowania lub dokonania przeglądu istniejącego planu, zob. sekcja 5.1.
- Wprowadzono zmiany do wymogów wyboru odpowiedniego i wymaganego poziomu dokładności (hierarchia poziomów dokładności, zob. sekcja 5.2), a także do definicji kategorii strumieni materiałowych wsadowych (strumienie materiałowych główne, pomniejsze i *de minimis*, zob. sekcja 4.4).
- Wprowadzono istotne wyjaśnienia dotyczące roli pisemnych procedur, które uzupełniają plan monitorowania o różne informacje szczegółowe, lecz nie stanowią jego części, co ma ułatwić ich częstsze aktualizacje i wdrażanie. Tę kwestię opisano w sekcji 5.4.
- W MRR wprowadzono również nowe zasady dotyczące procesu aktualizowania planu monitorowania, co zostało omówione w sekcji 5.6. Ponadto w MRR położono większy nacisk na zasadę ciągłego doskonalenia planu monitorowania, w tym wymóg reagowania na zalecenia weryfikatora (zob. sekcja 5.7).
- Dalsze wymogi w kontekście planu monitorowania dotyczą dowodów potwierdzających osiągnięcie poszczególnych poziomów dokładności, w tym w stosownych przypadkach oceny niepewności (zob. sekcja 5.3), oraz oceny ryzyka koniecznej do ustanowienia odpowiedniego systemu kontroli przepływów danych dotyczących instalacji (zob. sekcja 5.5). Takie „dokumenty

pomocnicze” muszą zostać złożone do właściwego organu wraz z planem monitorowania<sup>3</sup>.

- Zmieniono niektóre terminy („współczynniki obliczeniowe” jako nadrzędny termin obejmujący współczynnik emisji, wartość opałową, współczynnik utleniania, współczynnik konwersji, frakcję biomasy, zawartość węgla pierwiastkowego; a także wprowadzenie terminu „wstępny współczynnik emisji”). W celu uzyskania dalszych informacji zob. sekcja 4.3.
- Wprowadzono ulepszone możliwości łączenia różnych dozwolonych metod monitorowania, tj. metod opartych na obliczeniach (metodyki standardowej i bilansu masowego), metod opartych na pomiarach oraz metodyki rezerwowej (tj. metodyki nieuwzględniającej poziomów dokładności). W szczególności zrównano metody oparte na pomiarach i metody oparte na obliczeniach, w tym w odniesieniu do wymogów dotyczących minimalnych poziomów dokładności (zob. sekcja 4.3.5).
- Przy wybieraniu konkretnej metodyki monitorowania i podejmowaniu decyzji o jej ewentualnym udoskonaleniu kluczowym pojęciem jest uniknięcie nieracjonalnych kosztów. MRR zawiera objaśnienie interpretacji terminu „nieracjonalne koszty” (zob. sekcja 4.6.1).
- Przy ocenie odpowiedniości przyrządu pomiarowego do określenia ilości paliw i materiałów należy sprawdzić przede wszystkim parametr niepewności pomiaru – w MRR wprowadzono możliwość zastosowania kilku nowych metod, w tym wykorzystania wyników krajowej prawnej kontroli metrologicznej, jeśli znajduje to zastosowanie i jest możliwe (zob. sekcja 5.3). Za pomocą MRR poprawiono ponadto skuteczność środków zapewniających regularną konserwację, wzorcowanie i regulację sprzętu pomiarowego.
- W MRR zastosowano te same definicje biomasy, biopaliw i biopłynów, które pojawiają się w dyrektywie UE dotyczącej odnawialnych źródeł energii („RES-D”). W efekcie w stosownych przypadkach muszą zostać zastosowane kryteria zrównoważonego rozwoju ustanowione w RES-D, w celu zastosowania do takiej biomasy współczynnika emisji równego zero. Proszę zauważyć, że temat ten omówiono szczegółowo w odrębnych wytycznych (zob. sekcja 2.3 w celu uzyskania informacji, gdzie znaleźć pozostałe wytyczne).
- Dla sytuacji, w których współczynniki obliczeniowe muszą zostać określone za pomocą analiz laboratoryjnych, w MRR przewidziano dwa główne nowe elementy: wymóg posiadania dedykowanego planu pobierania próbek (w formie spisanej procedury) zatwierdzonego przez właściwy organ, oraz objaśnienie kryteriów, według których laboratorium może zostać uznane za równoważne akredytowanemu laboratorium zgodnie z normą EN ISO/IEC 17025 (zob. sekcja 6.2.2).
- Zaktualizowano zasady dotyczące przenoszonego CO<sub>2</sub> i CO<sub>2</sub> związanego w paliwie (zob. sekcja 8.3).
- Znacznie poprawiono współzależność z weryfikacją, zgodnie z przepisami zawartymi w nowym rozporządzeniu AVR. Opracowano zwłaszcza zasady dotyczące przepływu danych i działań kontrolnych wykonywanych przez prowadzących instalacje, co omówiono w sekcji 5.5, a za pomocą zasady udoskonalania ustanowiono obieg informacji zwrotnej, pomiędzy ustale-



<sup>3</sup> Instalacje o niskim poziomie emisji (zob. sekcja 4.4.2) są zwolnione z tego wymogu.



niami weryfikatora, a planem monitorowania prowadzącego instalację (zob. sekcja 5.7).

- MRR stanowi ponadto wyraźny sygnał wspierający harmonizację, ponieważ określa podstawę dla stworzenia przez Komisję formularzy elektronicznych<sup>4</sup> dla planów monitorowania, raportów na temat wielkości emisji i innych dokumentów wymienianych między prowadzącymi instalacje, weryfikatorami i właściwymi organami. Formularze te opublikowano razem z niniejszą serią wytycznych (zob. sekcja 2.3 w celu uzyskania informacji, gdzie znaleźć pozostałe wytyczne).

---

<sup>4</sup> Proszę zauważyć, że państwa członkowskie mogą tworzyć własne formularze lub stosować bardziej zaawansowane elektroniczne systemy raportowania (np. internetowe), po warunkiem że zachowany zostanie wymóg przedstawienia co najmniej tych samych danych.

## 2 WSTĘP

### 2.1 Informacje o niniejszym dokumencie

Niniejszy dokument sporządzono, aby wspomóc wdrażanie MRR poprzez objaśnienie zawartych w nim wymogów w języku nielegislacyjnym. W przypadku niektórych bardziej specyficznych kwestii technicznych udostępnione zostaną kolejne wytyczne. Dalszym uzupełnieniem tego zbioru wytycznych są formularze elektroniczne<sup>5</sup> umożliwiające prowadzącym instalacje przedkładanie informacji właściwym organom. Należy jednak pamiętać, że podstawowe wymogi określono w rozporządzeniu.

Niniejszy dokument zawiera interpretację rozporządzenia w odniesieniu do jego wymogów dotyczących instalacji. Ponadto uwzględniono w nim wytyczne oraz najlepsze praktyki opracowane podczas dwóch pierwszych faz<sup>6</sup> funkcjonowania EU ETS (od 2005 do 2007 r. i od 2008 do 2012 r.), a w szczególności zgromadzone przez państwa członkowskie doświadczenia związane z wytycznymi dotyczącymi monitorowania i sprawozdawczości (MRG 2007), w tym zbiór wytycznych, znany jako wytyczne ETSG<sup>7</sup>, opracowanych w ramach IMEPL. Ponadto uwzględniono cenny wkład grupy zadaniowej ds. monitorowania ustanowionej w ramach forum zgodności ETS, a także nieformalnej technicznej grupy roboczej (TWG) złożonej z ekspertów z państw członkowskich i działającej w ramach Grupy Roboczej 3 Komitetu ds. Zmian Klimatu.

### 2.2 Jak używać niniejszego dokumentu

Wszelkie numery artykułów podane w niniejszym dokumencie bez dalszego objaśnienia odsyłają do MRR. W celu zapoznania się z akronimami, odwołaniami do aktów prawnych oraz odsyłaczami do innych istotnych dokumentów zob. załącznik.

Niniejszy dokument odnosi się wyłącznie do emisji począwszy od 2013 r. Choć większość pojęć zastosowano już wcześniej w MRG 2007, niniejszy dokument nie stanowi szczegółowego porównania MRR i MRG 2007. Zamiast tego zmiany w wymogach w porównaniu z MRG lub miejsca, w których zastosowano pojęcia niewykorzystane wcześniej w MRG, zaznaczono symbolami (takimi jak ten na marginesie obok).

Ten symbol oznacza istotne wskazówki dla prowadzących instalacje i właściwych organów.

*Nowe!*



<sup>5</sup> Proszę zwrócić uwagę, że państwa członkowskie mogą tworzyć własne formularze, które muszą jednak wymagać podania co najmniej tych samych informacji co formularze przedstawione przez Komisję.

<sup>6</sup> W niniejszym dokumencie, podobnie jak w niektórych państwach członkowskich, termin „faza” stosuje się w tym samym znaczeniu co „okres rozliczeniowy” (art. 3 ust. 2 MRR).

<sup>7</sup> Grupa ds. ETS; IMPEL to Europejska Sieć Wdrażania i Egzekwowania Prawa Ochrony Środowiska. Wytyczne można znaleźć pod następującym adresem: <http://impel.eu/projects/emission-trading-proposals-for-future-development-of-the-eu-ets-phase-ii-beyond>.

Ten symbol pojawia się w miejscach, w których przedstawiono istotne uproszczenia ogólnych wymogów określone w MRR.

Uproszczono!

Symbol żarówki oznacza opis najlepszych praktyk.



Symbol przedstawiający małą instalację ma za zadanie wskazać czytelnikom miejsca, które dotyczą instalacji o niskim poziomie emisji.



Symbol narzędzi informuje czytelnika, że pozostałe dokumenty, formularze lub narzędzia elektroniczne może on uzyskać z innych źródeł (w tym tych, nad którymi ciągle trwają prace).



Symbol książki oznacza przykłady związane z tematami omawianymi w tekście obok.



## 2.3 Gdzie uzyskać dalsze informacje

Wszystkie wytyczne i formularze przedstawione przez Komisję na podstawie MRR i AVR można pobrać ze strony internetowej Komisji pod następującym adresem:

[http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/monitoring/index\\_en.htm](http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/monitoring/index_en.htm)



Udostępniono tam następujące dokumenty<sup>8</sup>:

- Wytyczne nr 1 (niniejszy dokument): „Rozporządzenie w sprawie monitorowania i raportowania – Ogólne wytyczne dotyczące instalacji”.
- Wytyczne nr 2: „Rozporządzenie w sprawie monitorowania i raportowania – Ogólne wytyczne dla operatorów statków powietrznych”. W tym dokumencie określono zasady i metody monitorowania zawarte w MRR i mające zastosowanie dla sektora lotnictwa. Zawiera on również wytyczne dotyczące formularzy planów monitorowania przedstawionych przez Komisję.
- Wytyczne nr 3: „Kwestie związane z biomasą w ramach EU ETS”: W tym dokumencie omówiono zastosowanie kryteriów zrównoważonego rozwoju dla biomasy, a także wymogi zawarte w art. 38, 39 i 53 MRR. Dokument ten ma zastosowania zarówno dla prowadzących instalacje, jak i operatorów statków powietrznych.
- Wytyczne nr 4: „Wytyczne dotyczące oceny niepewności”. Ten dokument dotyczący instalacji zawiera informacje na temat oceny niepewności związanej z używanymi urządzeniami pomiarowymi, a tym samym pomagają prowadzącemu instalację określić, czy spełnia on wymogi określonego poziomu dokładności.
- Wytyczne nr 5: „Wytyczne dotyczące pobierania próbek i analizy” (wyłącznie dla instalacji). Ten dokument omawia kryteria korzystania z nie-

<sup>8</sup> Obecnie lista ta nie jest kompletna. Na dalszym etapie mogą zostać do niej dodane kolejne dokumenty.

akredytowanych laboratoriów, opracowanie planu pobierania próbek i rozmaite inne powiązane kwestie dotyczące monitorowania wielkości emisji w ramach EU ETS.

- Wytyczne nr 6: „Działania związane z przepływem danych i system kontroli”. Dokument ten omawia możliwości opisanie działań związanych z przepływem danych na potrzeby monitorowania w ramach EU ETS, ocenę ryzyka jako część systemu kontroli, a także przedstawia przykłady działań kontrolnych.

Ponadto Komisja udostępnia następujące formularze elektroniczne<sup>9</sup>:

- Formularz nr 1: Plan monitorowania wielkości emisji instalacji stacjonarnych
- Formularz nr 2: Plan monitorowania wielkości emisji dla operatorów statków powietrznych
- Formularz nr 3: Plan monitorowania dotyczący danych o tonokilometrach dla operatorów statków powietrznych
- Formularz nr 4: Roczny raport na temat wielkości emisji instalacji stacjonarnych
- Formularz nr 5: Roczny raport na temat wielkości emisji dla operatorów statków powietrznych
- Formularz nr 6: Roczne sprawozdanie na temat tonokilometrów dla operatorów statków powietrznych



Oprócz tych dokumentów związanych z MRR pod tym samym adresem dostępny jest oddzielny zbiór wytycznych dotyczących AVR. Ponadto Komisja udostępniła wytyczne na temat zakresu EU ETS, z którymi należy się zapoznać w celu podjęcia decyzji o tym, czy instalacja lub jej część powinny zostać objęte systemem EU ETS. Te wytyczne są dostępne pod adresem: [http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/docs/guidance\\_interpretation\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/docs/guidance_interpretation_en.pdf).

Uwzględniono również zbiór przedstawionych przez Komisję wytycznych i formularzy dotyczących procesów przyznawania uprawnień dla trzeciej fazy, choć nie są one bezpośrednio związane z kwestiami dotyczącymi monitorowania, z wyjątkiem raportowania istotnych zmian w instalacji zgodnie z art. 24 ogólnounijnych środków wykonawczych. Ten zbiór wytycznych można znaleźć pod adresem:

[http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/benchmarking/documentation\\_en.htm](http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/benchmarking/documentation_en.htm)

Całe prawodawstwo unijne jest dostępne w serwisie EUR-lex: <http://eur-lex.europa.eu/>

Ponadto najważniejsze akty prawne wymieniono w załączniku do niniejszego dokumentu.

---

<sup>9</sup> Obecnie lista ta nie jest kompletna. Na dalszym etapie mogą zostać do niej dodane kolejne dokumenty.

Pomocnych wskazówek mogą udzielić również właściwe organy w państwach członkowskich, publikując je na swoich stronach internetowych. Prowadzący instalacje powinni w szczególności sprawdzić, czy właściwy organ oferuje warsztaty, odpowiedzi na najczęściej zadawane pytania, pomoc techniczną itp.



## 3 CYKL FUNKCJONOWANIA EU ETS

### 3.1 Znaczenie systemu MRV dla EU ETS

Monitorowanie, raportowanie i weryfikowanie (MRV) wielkości emisji odgrywają kluczową rolę w zagwarantowaniu wiarygodności każdego systemu handlu uprawnieniami do emisji. Bez MRV przestrzeganie wymogów systemu byłoby nieprzejrzyste i znacznie trudniejsze do sprawdzenia, zaś egzekwowanie przepisów byłoby zagrożone. Powyższe sprawdza się także w przypadku unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (ETS). Jest to kompletny, spójny, dokładny i przejrzysty system monitorowania, raportowania i weryfikacji, który zapewnia wiarygodność handlu uprawnieniami do emisji. Tylko w ten sposób można dopilnować, by prowadzący instalacje spełniali swoje zobowiązanie do umarzania wystarczającej liczby uprawnień.

Ta obserwacja wynika z dwoistej natury systemu ETS. Z jednej strony jest to instrument oparty na zasadach rynkowych. Umożliwił on powstanie znaczącego rynku, którego uczestnicy chcą znać wartość pieniężną uprawnień, które otrzymują, sprzedają i umarzają. Z drugiej strony jest to instrument umożliwiający osiągnięcie korzyści środowiskowych. W przeciwieństwie jednak do innych aktów prawnych dotyczących ochrony środowiska, jego cel ma zostać osiągnięty nie przez poszczególne osoby, lecz przez całą grupę uczestników EU ETS, którzy muszą zrealizować go wspólnie. Wymaga to znacznego poziomu uczciwości ze strony uczestników, której zachowanie zapewnia solidny system MRV. Działania nadzorcze właściwych organów w znaczący sposób przyczyniają się do dążenia do realizacji określonego pułapu celu, by oczekiwane redukcje emisji faktycznie miały miejsce. Ochrona integralności EU ETS jest zatem obowiązkiem właściwych organów wraz z jednostkami akredytującymi, poprzez nadzorowanie prawidłowego funkcjonowania systemu MRV.

Zarówno uczestnicy rynku emisji, jak i właściwe organy chcą mieć pewność, że jedna wyemitowana tona ekwiwalentu dwutlenku węgla jest równa jednej raportowanej tonie (na potrzeby jednego uprawnienia, jakie ma zostać umorzone). Zasada ta już na wczesnym etapie funkcjonowania EU ETS została określona przysłowiowym zaleceniem: „**Tona musi równać się tonie!**”.



Aby dopilnować, że cel ten zostanie osiągnięty w dokładny, przejrzysty, weryfikowalny, a jednocześnie efektywny kosztowo sposób, dyrektywa EU ETS<sup>10</sup> zapewnia solidną podstawę dla prawidłowego systemu monitorowania, raportowania i weryfikacji. Odpowiednie postanowienia zawarto w art. 14 i 15 oraz załącznikach IV i V do dyrektywy EU ETS. Na podstawie art. 14 Komisja opracowała rozporządzenie w sprawie monitorowania i raportowania (MRR)<sup>11</sup>, które zastępuje dobrze znane wytyczne dotyczące monitorowania i sprawozdawczości (MRG 2007) w odniesieniu do emisji począwszy od dnia 1 stycznia 2013 r.

<sup>10</sup> Dyrektywa 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 października 2003 r. ustanawiająca system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych we Wspólnocie oraz zmieniająca dyrektywę Rady 96/61/WE; zmieniona ostatnio dyrektywą 2009/29/WE i w efekcie nazywana „zmienioną dyrektywą EU ETS”.

<sup>11</sup> Rozporządzenie Komisji (UE) 601/2012 z dnia 21 czerwca 2012 r. w sprawie monitorowania i raportowania w zakresie emisji gazów cieplarnianych zgodnie z dyrektywą 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady. Do pobrania: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2012:181:0030:0104:PL:PDF>

Komisja oraz państwa członkowskie zawsze stały jednak na stanowisku, że złożone prawodawstwo o charakterze technicznym, takie jak MRR, wymaga wsparcia w postaci dalszych wytycznych, aby zapewnić jego jednolite wdrażanie we wszystkich państwach członkowskich oraz by tam, gdzie tylko jest to wykonalne, umożliwić bezproblemowe przestrzeganie jego przepisów za pomocą praktycznej metodyki.

Ponadto udostępniono rozporządzenie w sprawie weryfikacji i akredytacji weryfikatorów („AVR”<sup>12</sup>), w związku z którym Komisja opracowuje odrębny zbiór wytycznych.

### 3.2 Przegląd cyklu funkcjonowania systemu ETS

Roczny proces monitorowania, raportowania i weryfikacji wielkości emisji oraz procedura właściwego organu dotycząca zatwierdzania raportów na temat wielkości emisji często są określane jako „cykl funkcjonowania systemu”. Na rysunku nr 1 przedstawiono główne elementy tego cyklu.

Po prawej stronie rysunku widoczna jest „główna część cyklu”. Prowadzący instalację monitoruje wielkość emisji przez cały rok. Po zakończeniu roku kalendarzowego (w ciągu trzech miesięcy) musi sporządzić roczny raport na temat wielkości emisji (AER), poddać go weryfikacji oraz złożyć zweryfikowany raport do właściwego organu (CA). Organ ten następnie sprawdza umarżenie uprawnień w rejestrze systemu<sup>13</sup>. Tu zasada „tona musi równać się tonie” przekłada się na zasadę „tona musi równać się uprawnieniu”, czyli na tym etapie wartość rynkowa uprawnienia musi zgadzać się z kosztami realizacji celu środowiskowego EU ETS. Następnie monitorowanie trwa dalej, tak jak pokazano na rysunku. A dokładniej, proces monitorowania trwa ciągle, bez przerwy pod koniec roku.

Proces monitorowania wymaga solidnej podstawy. Wynikające z niego dane muszą być wystarczająco dokładne, aby budować zaufanie do niezawodności systemu ETS, w tym uczciwości zobowiązania do umorzenia uprawnień, a także muszą być spójne na przestrzeni lat. Dlatego też prowadzący instalację musi dopilnować, by metodyka monitorowania została udokumentowana na piśmie, a także nie może jej dowolnie zmieniać. W przypadku EU ETS taka pisemna metodyka nazywa się planem monitorowania (MP) instalacji (zob. rys. 1). To część zezwolenia na emisję gazów cieplarnianych<sup>14</sup>, które należy uzyskać dla każdej instalacji w ramach EU ETS.

Poniższy rysunek pokazuje, że plan monitorowania, choć dotyczący konkretnej instalacji, musi spełniać wymogi ogólnounijnego obowiązującego prawodawstwa, a zwłaszcza rozporządzenia w sprawie monitorowania i raportowania.

---

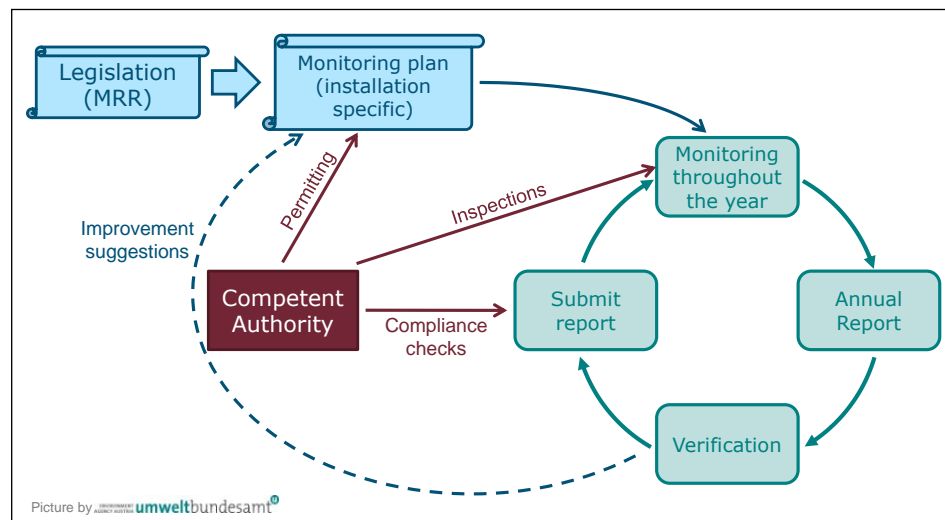
<sup>12</sup> Rozporządzenie Komisji (UE) nr 600/2012 z dnia 21 czerwca 2012 r. w sprawie weryfikacji raportów na temat wielkości emisji gazów cieplarnianych i raportów dotyczących tonokilometrów oraz akredytacji weryfikatorów zgodnie z dyrektywą 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady. Do pobrania:

<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2012:181:0001:0029:PL:PDF>

<sup>13</sup> W celu uproszczenia rysunku nie obejmuje on umarżania uprawnień. Na rysunku pominięto również procesy przydzielania uprawnień oraz handlu uprawnieniami.

<sup>14</sup> Zezwolenie to, zgodnie z art. 4 dyrektywy EU ETS, nazywane jest zazwyczaj „zezwoleniem na emisję GC”. Proszę zwrócić uwagę, że w celu uproszczonego administrowania, zgodnie z pkt (c) art. 6 ust. 2, plan monitorowania można traktować jako odrębny od zezwolenia w przypadku zmian formalnych w planie monitorowania.

System MRV w ramach EU ETS jest zatem w stanie pogodzić restrykcyjne przepisy ogólnounijne zapewniające wiarygodność i zapobieganie dowolnym i nadmiernym uproszczeniom z zapewnianiem wystarczającej elastyczności pozwalającej na uwzględnianie różnych okoliczności działania poszczególnych instalacji.



Rysunek nr 1: Zasada działania cyklu funkcjonowania EU ETS

legislation (MRR) – prawodawstwo (MRR)

Monitoring plan (installation specific) – plan monitorowania (dla konkretnej instalacji)

Monitoring throughout the year - monitorowanie w ciągu roku

Annual report – roczny raport

Verification – weryfikacja

Submit report – złożenie raportu

Improvement suggestions – sugestie dotyczące udoskonalień

Permitting – wydawanie zezwoleń

Inspections – inspekcje

Competent authority – właściwy organ

Compliance checks – kontrole zgodności

Na rysunku nr 1 przedstawiono również niektóre główne obowiązki właściwego organu. Musi on nadzorować przestrzeganie przepisów przez prowadzących instalacje. W ramach pierwszych czynności właściwy organ musi zatwierdzić każdy plan monitorowania przed jego zastosowaniem. Oznacza to, że plany monitorowania opracowane przez prowadzącego instalację są sprawdzane pod kątem zgodności z wymogami określonymi w MRR. Prowadzący instalację korzystający z uproszczonych metod dozwolonych w MRR musi uzasadnić – na



przykład na podstawie technicznej wykonalności lub nieracjonalnych kosztów – że nie można osiągnąć wymaganych wyższych poziomów dokładności.

Ponadto właściwy organ może przeprowadzać inspekcje instalacji celem upewnienia się, że plan monitorowania dobrze dostosowano do rzeczywistego działania instalacji. Właściwy organ może na przykład sprawdzać, czy zainstalowane mierniki są zgodne z typem określonym w planie monitorowania, czy zbiera się wymagane dane oraz czy odpowiednio przestrzega się pisemnych procedur.

Co więcej obowiązkiem właściwego organu jest sprawdzanie rocznych raportów na temat wielkości emisji. Obejmuje to kontrole wrywkowe zweryfikowanych już raportów, a także kontrole krzyżowe z danymi wprowadzonymi do tabeli zweryfikowanych emisji w rejestrze oraz sprawdzanie, czy umorzono odpowiednie uprawnienia.

Cykl funkcjonowania systemu obejmuje jednak szerszy zakres. Jak pokazano na rysunku nr 1, istnieje również drugi cykl. Polega on na regularnych przeglądach planu monitorowania, dla których cenny wkład stanowić może sprawozdanie z weryfikacji. Prowadzący instalację ma ponadto obowiązek nieustannie dążyć do doskonalenia metodyki monitorowania. Wszelkie inspekcje przeprowadzane przez właściwy organ powinny również, między innymi, mieć na celu zidentyfikowanie elementów metodyki monitorowania, które nie są już odpowiednie, na przykład na skutek zmian technicznych wprowadzonych do instalacji.



### 3.3 Znaczenie planu monitorowania

Z poprzedniej sekcji jasno wynika, że zatwierdzony plan monitorowania jest najważniejszym dokumentem dla każdej instalacji objętej EU ETS. Niczym przepis dla kucharza czy instrukcja zarządzania dla certyfikowanego systemu zarządzania jakością, plan monitorowania stanowi przewodnik po zadaniach należących do prowadzącego instalację. W związku z powyższym plan monitorowania powinien być napisany tak, by wszyscy, a zwłaszcza nowi pracownicy, mogli bezzwłocznie wykonywać opisane w nim polecenia. Musi on również umożliwiać właściwemu organowi szybkie zapoznanie się z działaniami monitorującymi wykonywanymi przez prowadzącego instalację. Ponadto plan monitorowania to również główny przewodnik dla weryfikatora, na podstawie którego ocenia on raport na temat wielkości emisji sporządzony przez prowadzącego instalację.

Typowe elementy planu monitorowania obejmują następujące działania wykonywane przez prowadzącego instalację (ich stosowalność zależy od konkretnych uwarunkowań instalacji):

- gromadzenie danych (danych pomiarowych, faktur, protokołów z produkcji itp.),
- pobieranie próbek materiałów i paliw,
- analizy laboratoryjne paliw i materiałów,
- konserwacja i wzorcowanie mierników,
- opis obliczeń i wzorów, jakie należy zastosować,
- działania kontrolne (np. tzw. zasada dwóch par oczu w przypadku gromadzenia danych),
- archiwizacja danych (w tym zapobieganie manipulowaniu danymi),
- regularne określanie możliwości wprowadzenia udoskonaleń.

Plan monitorowania należy sporządzić w sposób uważny (→ rozdział 5), aby zminimalizować obciążenie administracyjne. Jako że plan monitorowania ma zostać zatwierdzony przez właściwy organ, rzeczą oczywistą jest, że zmiany w nim można wprowadzać jedynie za zgodą właściwego organu. Dzięki MRR obciążenie administracyjne w tym zakresie zredukowano, umożliwiając zastosowanie dwóch metod, które należy wziąć pod uwagę już na etapie przygotowywania planu monitorowania:

- zatwierdzenia przez właściwy organ wymagają jedynie zmiany, które są „istotne” (art. 15 MRR, zob. sekcja 5.6 poniżej),
- działania monitorujące, które nie są tak istotne, a które z natury rzeczy są w razie konieczności często zmieniane, mogą zostać opisane w „pisemnych procedurach”, które są wymieniane i krótko opisane w planie monitorowania, ale których szczegółowa treść nie stanowi części zatwierdzonego planu monitorowania. Zależność między planem monitorowania a pisemnymi procedurami opisano szczegółowo w sekcji 5.4.

Uproszczono!



Z uwagi na znaczenie planu monitorowania Komisja udostępnia również formularze planu monitorowania. Niektóre państwa członkowskie mogą posiadać zindywidualizowane formularze oparte na formularzach Komisji, inne zaś stosować specjalne (zazwyczaj internetowe) elektroniczne systemy raportowania (które jednak również muszą spełniać co najmniej opisane wymogi nałożone przez

Komisję). Prowadzącym instalację zaleca się więc, by jeszcze przed sporządzeniem planu monitorowania zapoznali się ze stroną internetową właściwego organu lub nawiązali z nim bezpośredni kontakt, aby poznać konkretne wymogi dotyczące złożenia planu monitorowania. Szczególne wymogi mogą być również określone w krajowym ustawodawstwie.

### 3.4 Etapy i terminy

#### 3.4.1 Roczny cykl funkcjonowania systemu

Cykl funkcjonowania EU ETS opiera się na wymogu, który stanowi, że monitorowanie zawsze wiąże się z rokiem kalendarzowym<sup>15</sup>, jak to pokazano w tabeli nr 1 i na rysunku nr 2. Prowadzący instalacje po końcu roku mają trzy miesiące na ukończenie raportów na temat wielkości emisji oraz poddanie ich weryfikacji przez akredytowanego weryfikatora zgodnie z AVR. Następnie prowadzący instalacje muszą umorzyć odpowiednią ilość uprawnień. Z zastrzeżeniem krajowego ustawodawstwa, właściwy organ może lub powinien przeprowadzić (wyrzawkowe) kontrole otrzymanych raportów, oraz musi określić zachowawcze szacunki wielkości emisji, jeśli prowadzący instalację nie złożył takiego raportu lub jeśli raport został złożony, ale nie jest zgodny z MRR ani nie przeszedł (pozytywnie) weryfikacji zgodnie z AVR (art. 70 ust. 1 MRR). W przypadku wykrycia przez CA w złożonych raportach jakiegokolwiek rodzaju błędów skutkować to może korektą zweryfikowanych danych na temat wielkości emisji. Proszę zauważyć, że w przypadku takich korekt nie przewidziano w prawodawstwie unijnym żadnego terminu. Pewne wymogi w tym zakresie mogą jednak być określone w krajowym ustawodawstwie.

Tabela nr 1: Zwykły harmonogram rocznego cyklu funkcjonowania EU ETS dla emisji w roku N



Kiedy?	Kto?	Co?
1 stycznia roku N		początek okresu monitorowania
do dn. 28 lutego roku N	właściwy organ	przydział bezpłatnych uprawnień (w stosownych przypadkach) na rachunek prowadzącego instalację w rejestrze
31 grudnia roku N		koniec okresu monitorowania <sup>16</sup>
do dn. 31 marca <sup>17</sup> roku N+1	weryfikator	koniec weryfikacji i przekazanie sprawozdania z weryfikacji prowadzącemu instalację
do dn. 31 marca <sup>18</sup> roku N+1	prowadzący instalację	złożenie <i>zweryfikowanego</i> rocznego raportu na temat wielkości emisji

<sup>15</sup> Art. 3 ust. 12 MRR stanowi: „okres sprawozdawczy» oznacza rok kalendarzowy, w którym obowiązkowe jest prowadzenie monitorowania i raportowania [...]”.

<sup>16</sup> Choć zwykle nie uznaje się tego za część cyklu funkcjonowania systemu, może okazać się przydatne zwrócenie uwagi na to, że do dnia 31 grudnia prowadzący instalację musi przedstawić, w stosownych przypadkach, informacje na temat zmian w zdolności produkcyjnej, poziomie działalności i eksploatacji instalacji. Jest to nowy element oparty na art. 24 ust. 1 ogólnounijnych środków wykonawczych (CIMs). Obowiązek takiego zgłoszenia wchodzi w życie od grudnia 2012 r.

<sup>17</sup> Przypis nr 18 również ma tu zastosowanie.

<sup>18</sup> Zgodnie z art. 67 ust. 1 właściwe organy mogą wymagać od prowadzących instalacje lub operatorów statków powietrznych przedłożenia zweryfikowanego rocznego raportu na temat wielkości emisji wcześniej niż do dnia 31 marca, ale nie wcześniej niż do dnia 28 lutego.

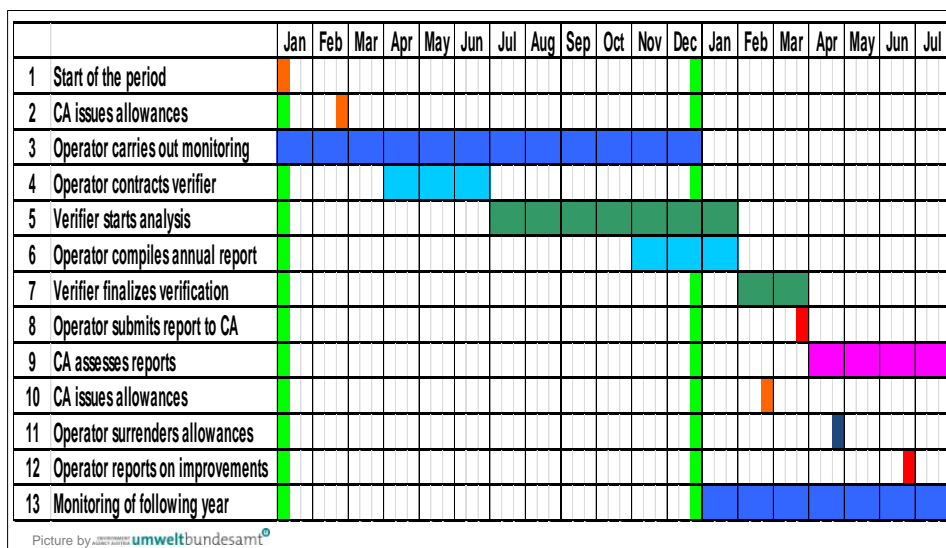
Kiedy?	Kto?	Co?
do dn. 31 marca roku N+1	prowadzący instalację / weryfikator <sup>19</sup>	wprowadzenie zweryfikowanych danych na temat wielkości emisji do tabeli zweryfikowanych emisji w rejestrze
marzec-kwiecień roku N+1	właściwy organ	bez uszczerbku dla przepisów krajowych, przeprowadzenie ewentualnych wyrywkowych kontroli złożonych rocznych raportów na temat wielkości emisji. Wystąpienie, w stosownych przypadkach, do prowadzącego instalację o przeprowadzenie korekty. Uwaga: Z zastrzeżeniem krajowego ustawodawstwa, właściwe organy nie mają obowiązku zapewniać prowadzącym instalacje wsparcia ani zatwierdzać raportów przed dniem 30 kwietnia ani po tej dacie.
do dn. 30 kwietnia roku N+1	prowadzący instalację	umorzenie uprawnień (liczby odpowiadającej zweryfikowanym rocznym wielkościom emisji) w rejestrze rozliczeniowym
do dn. 30 czerwca roku N+1	prowadzący instalację	złożenie, w stosownych przypadkach, raportu dotyczącego ewentualnych udoskonaleń planu monitorowania <sup>20</sup>
(brak określonego terminu)	właściwy organ	przeprowadzenie dalszych kontroli złożonych rocznych raportów na temat wielkości emisji, jeśli uznano, że istnieje taka konieczność lub zgodnie z wymogami krajowego prawa; wystąpienie o wprowadzenie zmian w danych na temat wielkości emisji, a także, w stosownych przypadkach, umorzenie dodatkowych uprawnień (zgodnie z ustawodawstwem państwa członkowskiego)

Rysunek nr 2 również przedstawia orientacyjny harmonogram procesu weryfikacji. Doświadczenie pokazuje, że w niektórych państwach członkowskich problem stanowić może okresowa ograniczona dostępność weryfikatorów, zwłaszcza jeśli cały proces weryfikacji przeprowadzany jest w ciągu pierwszych trzech miesięcy roku. Kilka części procesu weryfikacji można jednak przeprowadzić na długo przed końcem roku sprawozdawczego. Dlatego też zaleca się prowadzącym instalacje, by zatrudnili weryfikatora na długo przed końcem roku sprawozdawczego, a idealnie wkrótce po złożeniu poprzedniego raportu w marcu. Weryfikator może wtedy zaplanować i przeprowadzić znaczną część koniecznej pracy w ciągu roku, zostawiając na pierwszy kwartał następnego roku jedynie końcowe kontrole i sporządzenie sprawozdania z weryfikacji.

Należy również wspomnieć, że zastosowanie mają tu także inne wymogi niewymienione w niniejszym dokumencie. W szczególności, jak omówiono w sekcji 5.6, prowadzący instalację musi aktualizować odpowiednie części planu monitorowania przez cały rok, zaś, w stosownych przypadkach, właściwy organ musi taki plan poddać ocenie i zatwierdzić.

<sup>19</sup> Może to być różnie uregulowane w różnych państwach członkowskich.

<sup>20</sup> Zgodnie z art. 69 MRR istnieją dwa rodzaje raportów na temat udoskonaleń. Jeden z nich należy złożyć w roku, w którym weryfikator zaleca przeprowadzenie udoskonaleń, a drugi (który, w stosownych przypadkach, może zostać połączony z pierwszym) należy złożyć każdego roku w przypadku instalacji z kategorii C, co dwa lata w przypadku instalacji z kategorii B, i co cztery lata w przypadku instalacji z kategorii A. W celu zapoznania się z opisem kategorii, zob. sekcja 4.4 niniejszego dokumentu. CA może ustanowić inny termin, nie późniejszy jednak niż 30 września danego roku.



Rysunek nr 2: Przykładowy harmonogram cyklu funkcjonowania EU ETS. Zob. tabela nr 1 w celu zapoznania się z objaśnieniem terminów. Należy w szczególności zauważyć, że harmonogram ten może się różnić w zależności od krajowego ustawodawstwa.

1. Początek okresu
2. Właściwy organ wydaje uprawnienia
3. Prowadzący instalację przeprowadza monitorowanie
4. Prowadzący instalację zatrudnia weryfikatora
5. Weryfikator rozpoczyna analizę
6. Prowadzący instalację sporządza roczny raport
7. Weryfikator finalizuje weryfikację
8. Prowadzący instalację składa raport do właściwego organu
9. Właściwy organ dokonuje oceny raportu
10. Właściwy organ wydaje uprawnienia
11. Prowadzący instalację umarza uprawnienia
12. Prowadzący instalację składa raport dotyczący udoskonaleń
13. Monitorowanie kolejnego roku

### 3.4.2 Przygotowania do trzeciego okresu rozliczeniowego

Aby cykl funkcjonowania systemu działał prawidłowo, plany monitorowania wszystkich instalacji muszą zostać zatwierdzone przez właściwy organ przed początkiem okresu monitorowania. W przypadku nowych instalacji w systemie

ETS plan monitorowania musi zostać zatwierdzony przed rozpoczęciem ich działania. W odniesieniu do początku trzeciego okresu rozliczeniowego przejście od MRG 2007 do stosowania MRR wymaga przeglądu i dostosowania planów monitorowania do nowych wymogów w przypadku wszystkich instalacji. Sądząc na podstawie doświadczenia związanego z poprzednimi fazami systemu ETS, taki proces ogólnego przeglądu może zająć kilka miesięcy i powinien zostać dobrze przygotowany. W celu zapewnienia dodatkowych wytycznych w niniejszym dokumencie przedstawiono harmonogram takiego procesu (nieposiadający mocy prawnej). Przyjęto w nim opisane poniżej stosunkowo długie horyzonty czasowe, jakich wymagają najbardziej złożone instalacje. Po pierwsze, przygotowanie planu monitorowania przez prowadzących instalacje może zająć do kilku miesięcy w zależności od złożoności instalacji. W przypadku prostych instalacji jednak plan taki można opracować w ciągu kilku dni roboczych.

Jako że właściwy organ również potrzebuje kilku tygodni lub miesięcy na ocenę złożonych planów monitorowania (zależnie od bieżącego obciążenia pracą) oraz ponieważ prowadzący instalacje potrzebują następnie kilku tygodni na końcowe wdrożenie nowego zatwierdzonego planu monitorowania, można przewidzieć, że właściwy organ powinien zacząć swoje działania wcześniej, organizując warsztaty i dostarczając informacji prowadzącym instalacje w zależności od potrzeb. Dotyczy to w szczególności roku 2012 (poprzedzającego rok wejścia w życie MRR). Prowadzący instalacje z kolei powinni przygotować nowe plany monitorowania wystarczająco wcześniej, by złożyć je w połowie roku, a najpóźniej do końca września<sup>21</sup>. Przykładowy harmonogram przedstawiono w tabeli nr 2.

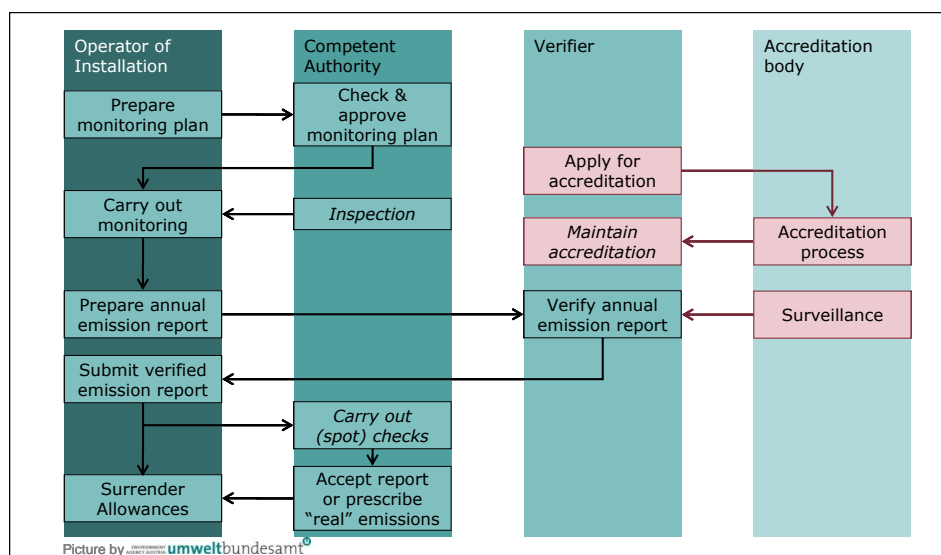
*Tabela nr 2: Modelowy harmonogram cyklu funkcjonowania EU ETS na początek nowego okresu rozliczeniowego. Należy zauważyć, że terminy mogą różnić się znacznie w zależności od państw członkowskich.*

Kiedy?	Kto?	Co?
maj - wrzesień 2012 r.	prowadzący instalację	sprawdzenie istniejącego planu monitorowania w celu wprowadzenia wymaganych aktualizacji lub opracowanie nowego planu monitorowania, w zależności od sytuacji
lipiec - wrzesień 2012 r.	właściwy organ	sugerowany termin otrzymania nowego lub zaktualizowanego planu monitorowania od prowadzących instalacje
lipiec – grudzień 2012 r.	właściwy organ	sprawdzenie i zatwierdzenie planów monitorowania
październik – grudzień 2012 r.	prowadzący instalację	przygotowanie wdrożenia zatwierdzonego planu monitorowania
1 stycznia 2013 r.		początek okresu monitorowania przy zastosowaniu nowych wymogów określonych w MRR

<sup>21</sup> Proszę zwrócić uwagę, że konkretne terminy określone przez właściwe organy państw członkowskich mogą różnić się od tego założenia.

### 3.5 Role i obowiązki

Różne obowiązki prowadzących instalacje, weryfikatorów i właściwych organów pokazano na rysunku nr 3, uwzględniając działania wymienione w poprzednich sekcjach. W celu przedstawienia pełnego obrazu zaznaczono również jednostkę akredytującą. Na rysunku wyraźnie widać wysoki poziom kontroli, który w efektywny sposób zapewnia system MRV. Monitorowanie i raportowanie stanowią główny obowiązek prowadzących instalacje (którzy odpowiadają również za zatrudnienie weryfikatora oraz dostarczenie mu wszystkich istotnych informacji). Właściwy organ zatwierdza plany monitorowania, otrzymuje i sprawdza raporty na temat wielkości emisji, odpowiada za inspekcje oraz może dokonywać korekty zweryfikowanych danych na temat wielkości emisji, jeśli wykryte zostaną błędy. Tym samym właściwy organ ma kontrolę nad końcowym wynikiem. Weryfikator odpowiada ostatecznie przed jednostką akredytującą<sup>22</sup>. Należy zauważyć, że na podstawie art. 65 AVR państwa członkowskie muszą również monitorować działanie swoich krajowych jednostek akredytujących, tym samym zapewniając w pełni integralność EU ETS w odniesieniu do systemu MRV i akredytacji.



Rysunek nr 3: Przegląd obowiązków głównych podmiotów w EU ETS. Więcej informacji na temat „jednostki akredytującej” znajduje się w przypisie nr 22.

Operator of Installation - prowadzący instalację

Prepare monitoring plan – przygotowuje plan monitorowania

Carry out monitoring plan – wdraża plan monitorowania

Prepare annual emission report – przygotowuje roczny raport na temat emisji

<sup>22</sup> W AVR przewidziano również w wyjątkowych przypadkach certyfikację weryfikatorów i nadzór nad nimi (jeśli są nimi osoby fizyczne) przez krajowy organ wyznaczony przez dane państwo członkowskie (zgodnie z art. 54 AVR).

Submit verified emission report – składa zweryfikowany raport na temat emisji  
Surrender allowances – umarza uprawnienia

Competent authority – właściwy organ

Check & approve monitoring plan – sprawdza i zatwierdza plan monitorowania

Inspection – inspekcja

Carry out (spot) checks – prowadzi kontrole (wrywkowe)

Accept report or prescribe „real emissions” – zatwierdza raport lub wyznacza „rzeczywiste” emisje

Verifier – Weryfikator

Apply for accreditation – składa wniosek o akredytację

Maintain accreditation – zachowuje akredytację

Verify annual emission report - weryfikuje roczny raport na temat emisji

Accreditation body – Jednostka akredytująca

Accreditation process - proces akredytacji

Surveillance - nadzór



## 4 POJĘCIA I METODY

Niniejszy rozdział poświęcony jest wyjaśnieniu najważniejszych terminów i pojęć niezbędnych do opracowania planu monitorowania.

### 4.1 Podstawowe zasady

Art. 5 do 9 MRR określają przewodnie zasady, do jakich stosować muszą się prowadzący instalacje podczas wykonywania swoich obowiązków. Zasady te są następujące:

1. **kompletność** (art. 5) – kompletność źródeł emisji i strumieni materiałów wsadowych stanowi podstawę zasad monitorowania w ramach EU ETS. W celu zapewnienia kompletności monitorowanych emisji prowadzący instalację powinien uwzględnić następujące kwestie:
  - Art. 4 MRR wymaga, by uwzględniono wszystkie emisje z procesów technologicznych oraz z procesów spalania, ze wszystkich źródeł emisji i strumieni materiałów wsadowych (→ sekcja 4.2), które wymieniono w wykazie działań w załączniku I do dyrektywy EU ETS lub które są objęte EU ETS na zasadzie opcjonalnej (ang. *opt-in*) (zgodnie z art. 24 dyrektywy, jak np. niektóre działania skutkujące emisją N<sub>2</sub>O podczas drugiej fazy w ramach EU ETS).
  - Załącznik I do dyrektywy EU ETS stanowi, że *wszystkie* działania związane ze spalaniem muszą zostać uwzględnione w EU ETS, jeśli zostanie przekroczony próg któregośkolwiek z takich działań. Z uwagi na definicję „spalania” zawartą w dyrektywie<sup>23</sup> w tym przypadku obejmuje to również emisje z procesów technologicznych powstające w wyniku oczyszczania spalin.
  - Dalsze szczególne kwestie, które należy wziąć pod uwagę dla każdego działania, można znaleźć w załączniku IV do MRR, pod nagłówkiem „Zakres” dla każdego działania.
  - Zgodnie z art. 20 należy uwzględnić również emisje z normalnego trybu działalności, jak i z wydarzeń nietypowych, włącznie z rozruchem i wyłączeniem instalacji oraz sytuacjami awaryjnymi.
  - Emisje z ruchomych maszyn używanych w ramach instalacji na ogół nie są uwzględniane.
  - Prowadzący instalacje powinni również zdawać sobie sprawę z przedstawionych przez Komisję wytycznych<sup>24</sup> dotyczących interpretacji załącznika I do dyrektywy EU ETS.
2. **spójność i porównywalność** (art. 6 ust. 1) – szeregi czasowe<sup>25</sup> danych muszą być spójne na przestrzeni lat. Arbitralne zmienianie metodyki monito-

<sup>23</sup> Art. 3 lit. t dyrektywy EU ETS stanowi, że: „»spalanie« oznacza każde utlenianie paliwa, niezależnie od sposobu wykorzystania uzyskanej w tym procesie energii cieplnej, elektrycznej lub mechanicznej oraz wszelkie inne bezpośrednio z tym związane czynności, w tym przemywanie gazów odlotowych”.

<sup>24</sup> [http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/docs/guidance\\_interpretation\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/docs/guidance_interpretation_en.pdf)

rowania jest zabronione. Dlatego też plan monitorowania musi zostać zatwierdzony przez właściwy organ, podobnie jak istotne zmiany w planie monitorowania. Jako że dla wszystkich instalacji zdefiniowano takie same metody monitorowania, spośród których można wybrać odpowiednią za pomocą systemu poziomów dokładności (→ zob. sekcja 4.5), wyniki dane mogą być porównywane między instalacjami.

3. **przejrzystość** (art. 6 ust. 2) – wszelkie gromadzenie, zestawianie i obliczanie danych należy przeprowadzać w przejrzysty sposób. Oznacza to, że dane oraz metody ich uzyskiwania oraz wykorzystywania (innymi słowy: cały przepływ danych) muszą zostać w przejrzysty sposób udokumentowane, a wszelkie istotne informacje należy w bezpieczny sposób zachować i przechowywać, aby umożliwić dostateczny dostęp do nich upoważnionym stronom trzecim. Dostęp do takich informacji należy w szczególności umożliwić weryfikatorowi oraz właściwemu organowi.

Należy wspomnieć, że przejrzystość leży również w interesie samego prowadzącego instalację. Przejrzystość ułatwia przekazywanie obowiązków między doświadczonymi pracownikami a nowym personelem oraz zmniejsza prawdopodobieństwo wystąpienia błędów lub przeoczeń. To z kolei zmniejsza ryzyko wystąpienia nadmiernych lub niedostatecznych umorzeń oraz kar. Bez przejrzystości działania weryfikacyjne są bardziej uciążliwe oraz czasochłonne.

Ponadto art. 66 MRR określa, że istotne dane należy przechowywać przez okres 10 lat. Dane, które należy zachować w ramach minimum, określono w załączniku IX do MRR.

4. **dokładność** (art. 7) – prowadzący instalacje muszą dopilnować, by dane były dokładne, tj. by nie były systematycznie ani celowo niedokładne. Od prowadzących instalacje wymaga się należytej staranności, w celu dążenia do osiągnięcia najwyższego osiągalnego stopnia dokładności. Jak pokazano w kolejnym punkcie „najwyższy osiągalny stopień dokładności” można interpretować jako osiągnięcie dokładności z zachowaniem technicznej wykonalności oraz „bez ponoszenia nieracjonalnych kosztów”.

5. **rzetelność metodyki** (art. 8) – ta zasada stanowi podstawę systemu MRV. W MRR zasada ta została wyraźnie zaznaczona, a także dodano do niej kilka elementów koniecznych dla prawidłowego monitorowania:

- metodyka monitorowania oraz zarządzanie danymi musi umożliwiać weryfikatorowi uzyskanie „wystarczającej pewności”<sup>26</sup> w odniesieniu do raportu na temat wielkości emisji, tj. metodyka monitorowania musi pozytywnie przejść stosunkowo intensywny test;
- dane nie mogą zawierać żadnych istotnych<sup>27</sup> nieprawidłowości ani cechować się stronniczością;

---

<sup>25</sup> Nie oznacza to wymogu wytworzenia szeregów czasowych danych, lecz założenie, że prowadzący instalację, weryfikator lub właściwy organ mogą zastosować szeregi czasowe w ramach kontroli spójności.

<sup>26</sup> Art. 3 ust. 18 AVR stanowi, że: „wystarczająca pewność» oznacza wyrażony pozytywnie we wnioskach z weryfikacji wysoki, ale nie absolutny poziom pewności, że weryfikowany raport prowadzącego instalację lub operatora statku powietrznego jest wolny od istotnych nieprawidłowości”. W celu zapoznania się z bardziej szczegółowymi informacjami na temat tego terminu, zob. wytyczne dotyczące AVR. Link do takich dokumentów znajduje się w sekcji 2.3.

<sup>27</sup> Zob. przypis nr 26.

- dane muszą zapewniać wiarygodny i wyważony wykaz emisji z danej instalacji.
  - w celu osiągnięcia większej dokładności prowadzący instalacje mogą rozważyć korzyści w odniesieniu do dodatkowych kosztów. Prowadzący instalacje dążą do „najwyższego osiągalnego stopnia dokładności”, jeśli tylko jest to technicznie wykonalne i nie pociąga za sobą nieracjonalnych kosztów.
6. **stałe doskonalenie** (art. 9) – oprócz bycia podstawą wymogu zawartego w art. 69, który stanowi, by prowadzący instalację składał regularnie raporty w zakresie możliwości udoskonalień, np. w celu osiągnięcia wyższych poziomów dokładności, zasada ta jest również podstawą obowiązku prowadzącego instalację polegającego na reagowaniu na zalecenia weryfikatora (zob. również rysunek nr 1 na str. 12).

## 4.2 Strumienie materiałów wsadowych, źródła emisji i powiązane terminy

**Źródło emisji:** MRR stanowi (art. 3 ust. 5), że „źródło emisji» oznacza możliwą do zidentyfikowania część instalacji lub proces odbywający się w instalacji, z którego emitowane są odnośne gazy cieplarniane lub, w przypadku działań lotniczych, pojedynczy statek powietrzny”. Tym samym za źródło emisji można uznać (fizyczną) część instalacji lub też wirtualny konstrukt, który wyznacza systemowe granice procesu prowadzącego do emisji.

Jak zostanie to określone poniżej, zgodnie z MRR można stosować różne metodyki monitorowania. W ramach tych metod przydatne do zapewniania kompletności monitorowanych emisji okazały się również dwa inne pojęcia:

- strumienie materiałów wsadowych oraz
- punkty pomiarowe.

**Strumienie materiałów wsadowych**<sup>28</sup>: ten termin odnosi się do wsadów oraz produktów, które mają być monitorowane w przypadku stosowania metodyki opartej na obliczeniach (→zob. sekcja 4.3). Sformułowanie to jest próbą zwięzłego oddania pojęcia „paliwa lub materiału wchodzącego do instalacji lub z niej wychodzącego, o bezpośrednim wpływie na wielkość emisji”. W najprostszym wypadku oznacza to paliwa „wlewane strumieniem” do instalacji, które stanowią „źródło” emisji. To samo dotyczy surowców, które skutkują emisjami pochodzącymi z procesów technologicznych. W niektórych przypadkach emisje pochodzące z procesów technologicznych oblicza się na podstawie produktu, na przykład wapna palonego. W takim przypadku taki produkt stanowi strumień materiału wsadowego. Ponadto termin ten obejmuje również strumienie masowe, które przekraczają granice systemowe bilansów masowych. Uzasadnione

<sup>28</sup> Art. 3 ust. 4 MRR: „»strumień materiałów wsadowych« oznacza którąkolwiek z następujących pozycji:

- (a) określony typ paliwa, surowca lub produktu, którego zużycie lub produkcja powoduje emisje odnośnych gazów cieplarnianych w jednym źródle emisji lub w ich większej liczbie;
- (b) określony typ paliwa, surowca lub produktu zawierający węgiel pierwiastkowy i uwzględniany w obliczeniach emisji gazów cieplarnianych z zastosowaniem metodyki bilansu masowego”.

jest to tym, że strumienie masowe wchodzące do instalacji oraz z niej wychodzące traktuje się na ogół poprzez stosowanie takich samych wymogów<sup>29</sup> jak w przypadku strumieni materiałów wsadowych, jak można wywnioskować z sekcji 4.3.1 oraz 4.3.2 poniżej.

**Punkt pomiarowy** (art. 3 ust. 42) oznacza „źródło emisji, dla którego do pomiaru emisji używa się systemów ciągłych pomiarów emisji (CEMS) lub przekrój systemu rurociągów, dla którego ustala się przepływ CO<sub>2</sub> przy użyciu systemów ciągłych pomiarów”. Mówiąc krótko, jest to punkt, w którym instalowane są przyrządy do ciągłych pomiarów.

Poniższe terminy mają znaczenie wyłącznie dla opisu instalacji, który należy uwzględnić w planie monitorowania.

**Punkty emisji:** termin ten nie został wyraźnie zdefiniowany w MRR. Jego znaczenie wynika jednak z jego użycia w MRR: sekcja 1 załącznika I do MRR zawiera opisany w punkcie 4 lit. b wymóg, by plan monitorowania zawierał: „wykaz wszystkich odnośnych punktów emisji podczas normalnego działania oraz w fazie ograniczonego funkcjonowania i przejściowej, w tym w okresie awarii lub uruchomienia, na żądanie właściwego organu uzupełniony schematem procesu”. Innymi słowy, opis instalacji w planie monitorowania powinien wyszczególnić wszystkie punkty emisji, opisując miejsca, w których gazy cieplarniane są w rzeczywistości emitowane z instalacji, w tym, w stosownych przypadkach, emisje niezorganizowane.

**Jednostki techniczne:** w celu przedstawienia pełnego obrazu należy wspomnieć, że termin „jednostka techniczna” zastosowano w dyrektywie EU ETS, a w szczególności w formule wprowadzającej załącznik I do dyrektywy, i odnosi się on do części instalacji. Terminu tego użyto w celu wyjaśnienia reguły dotyczącej agregacji umożliwiającej określenie, czy instalacja ma zostać objęta EU ETS czy też nie<sup>30</sup>. Dlatego też posiadanie wykazu takich jednostek będzie pomocne dla właściwego organu, a tym samym włączanie takiego wykazu do planu monitorowania również można uznać za najlepszą praktykę.

### 4.3 Metodyki monitorowania

*Nowe!*

MRR, tak jak i MRG 2007, daje prowadzącemu instalację możliwość wyboru metodyki monitorowania w ramach systemu tzw. „klocków” opartego na różnych metodach monitorowania. MRR jest jednak znacznie bardziej elastyczne w tym względzie niż MRG, jako że obecnie dozwolone są wszelkie kombinacje tych metodyk, pod warunkiem że prowadzący instalację wykaże, że nie dojdzie do podwójnego liczenia emisji ani do luk w danych. Wybór metodyki wymaga za-

<sup>29</sup> Te same wymogi dotyczą danych dotyczących działalności, choć stosuje się inne współczynniki obliczeniowe (zawartość węgla pierwiastkowego zamiast współczynnika emisji). Niemniej, jak pokazano w sekcji 4.3.2, współczynnik emisji można obliczyć na podstawie zawartości węgla pierwiastkowego i na odwrót. W kontekście chemii analitycznej zawsze należy jednak określić zawartość węgla pierwiastkowego.

<sup>30</sup> W celu uzyskania dalszych informacji zob. wytyczne dotyczące interpretacji załącznika I do dyrektywy EU ETS, [http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/docs/guidance\\_interpretation\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/docs/guidance_interpretation_en.pdf).

twierdzenia przez właściwy organ, które zazwyczaj udzielane jest pośrednio, w ramach zatwierdzenia planu monitorowania.

Dostępne są następujące metody:

1. metody oparte na obliczeniach:
  - a) metodyka standardowa (rozdzielająca emisje z procesów spalania i procesów technologicznych);
  - b) metodyka bilansu masowego;
2. metody oparte na pomiarach;
3. metodyka, która nie jest oparta na poziomach dokładności („metodyka rezerwowa”);
4. łączenie metod.

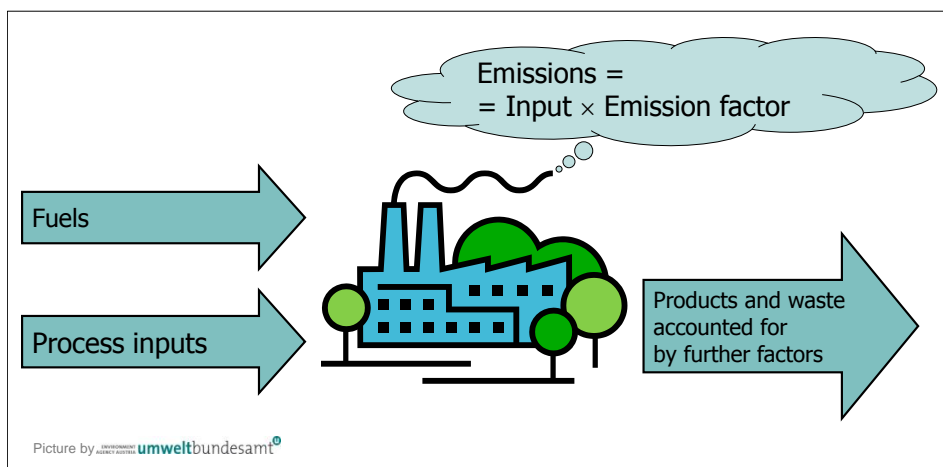
Należy zauważyć, że metody oparte na obliczeniach również wymagają pomiarów. Pomiar jest tu jednak stosowany do takich parametrów jak zużycie paliwa, które można powiązać z wielkością emisji w drodze obliczeń, podczas gdy metodyka oparta na pomiarach zawsze zakłada pomiar dotyczący samych gazów cieplarnianych. Metody te opisano krótko poniżej.

**Nowe!**

### 4.3.1 Metodyka standardowa

Terminy „metodyka standardowa” oraz „współczynniki obliczeniowe” nie były stosowane w MRG 2007, jednak zasada działania metodyki standardowej została przeniesiona do MRR bez wprowadzania znaczących zmian.

Metoda ta polega na obliczaniu wielkości emisji na podstawie danych dotyczących działalności (np. ilości paliwa lub zużytego procesowego materiału wsadowego) przemnożonych przez współczynnik emisji (oraz inne współczynniki). Ilustruje ją rysunek nr 4. Takimi innymi współczynnikami są: współczynnik utleniania dla emisji z procesów spalania, oraz współczynnik konwersji dla emisji z procesów technologicznych. Obydwa te współczynniki stosuje się do korygowania wielkości emisji w przypadku niepełnych reakcji chemicznych.



Rysunek nr 4: zasada działania metodyki standardowej dla obliczania wielkości emisji

Emisje = wsad x współczynnik emisji

Fuels – paliwa

Process inputs – procesowy materiał wsadowy

Products and waste accounted for by further factors – produkty i odpady uwzględnione przez pozostałe współczynniki

W ramach tej metodyki obliczania wielkości emisji CO<sub>2</sub><sup>31</sup> stosuje się następujące wzory:

#### 1. Emisje z procesów spalania:



$$Em = AD \cdot EF \cdot OF \tag{1}$$

Gdzie:

Em ..... emisje [t CO<sub>2</sub>];

AD..... dane dotyczące działalności [TJ, t lub Nm<sup>3</sup>];

<sup>31</sup> Emisje N<sub>2</sub>O zazwyczaj określa się za pomocą metod opartych na pomiarach, zaś w przypadku emisji PFC zastosowanie mają specjalne wymogi. Dlatego też te kwestie nie zostały omówione w tej sekcji.

$EF$ ..... współczynnik emisji [t CO<sub>2</sub>/TJ, t CO<sub>2</sub>/t lub t CO<sub>2</sub>/Nm<sup>3</sup>];

$OF$ ..... współczynnik utleniania [bezwymiarowy].

Współczynniki z jednostkami określanymi w tonach zazwyczaj należy stosować dla substancji stałych i płynów. Nm<sup>3</sup> stosuje się na ogół do paliw gazowych. W celu otrzymania liczb podobnego rzędu wielkości, wartości podaje się zwykle w [1000 Nm<sup>3</sup>].

Dane dotyczące działalności dla paliw (w tym również jeśli paliwa są wsadem do procesów) należy określić w wartości opałowej:

$$AD = FQ \cdot NCV \quad (2)$$

Gdzie:

$FQ$ ..... ilość paliwa [t lub Nm<sup>3</sup>];

$NCV$ .... wartość opałowa [TJ/t lub TJ/Nm<sup>3</sup>].

W określonych warunkach (jeśli zastosowanie współczynnika emisji wyrażonego jako t CO<sub>2</sub>/TJ pociąga za sobą nieracjonalne koszty lub jeśli można osiągnąć co najmniej równoważną dokładność w obliczeniu wielkości emisji) właściwy organ może zezwolić prowadzącemu instalację na zastosowanie współczynnika emisji dla paliwa wyrażonego jako t CO<sub>2</sub>/t lub t CO<sub>2</sub>/Nm<sup>3</sup> (art. 36 ust. 2). W takim przypadku dane dotyczące działalności wyraża się w tonach lub Nm<sup>3</sup> paliwa, zamiast stosowania wzoru nr 2, zaś wartość opałową można określić, stosując niższy niż w innych przypadkach poziom dokładności (art. 26 ust. 5).

Uproszczono!

W przypadku stosowania biomasy współczynnik emisji należy określić na podstawie wstępnego współczynnika emisji oraz frakcji biomasy paliwa.

$$EF = EF_{pre} \cdot (1 - BF) \quad (3)$$

Gdzie:

$EF$ ..... współczynnik emisji;

$EF_{pre}$ .... wstępny współczynnik emisji (tj. zgodnie z art. 3 ust. 35, „zakładany całkowity współczynnik emisji paliwa lub materiału mieszanego określony na podstawie całkowitej zawartości węgla pierwiastkowego obejmującej frakcję biomasy i frakcję kopalną przed pomnożeniem go przez wartość frakcji kopalnej w celu uzyskania współczynnika emisji”);

$BF$ ..... frakcja biomasy [bezwymiarowa].

Nowe!

Tym samym ogólny standardowy wzór dla emisji z procesów spalania wygląda następująco:

$$Em = FQ \cdot NCV \cdot EF_{pre} \cdot (1 - BF) \cdot OF \quad (4)$$

2. **Emisje z procesów technologicznych** obliczane są w następujący sposób:





$$Em = AD \cdot EF \cdot CF$$

(5)

Gdzie:

$Em$  ..... wielkość emisji [t CO<sub>2</sub>];

$AD$ ..... dane dotyczące działalności [t lub Nm<sup>3</sup>];

$EF$ ..... współczynnik emisji [t CO<sub>2</sub>/t lub t CO<sub>2</sub>/Nm<sup>3</sup>];

$CF$ ..... współczynnik konwersji [bezwymiarowy].

Proszę zauważyć, że dane dotyczące działalności mogą odnosić się do materiału wsadowego (np. wapienia lub sody kalcynowanej) lub produktu procesu, np. klinkieru cementowego lub wapna palonego. W obu przypadkach dane dotyczące działalności stosuje się z dodatnimi wartościami z uwagi na bezpośrednie powiązanie z wielkością emisji. W sekcji 4 załącznika II do MRR wprowadzono w tym celu metodę A (opartą na wsadzie) oraz metodę B (opartą na produkcji). Obydwie metody uważa się za równoważne, tj. prowadzący instalację powinien wybrać metodę, która zapewni bardziej wiarygodne dane, lepiej współgra z jego urządzeniami lub dzięki której uniknie nieracjonalnych kosztów.

Dalsze szczegółowe informacje na temat poszczególnych działań opisano w załączniku IV do MRR. Proszę zauważyć, że w przypadku bardziej złożonych procesów bardziej odpowiednią metodyką monitorowania będzie zazwyczaj bilans masowy. Ponadto należy wspomnieć, że emisje N<sub>2</sub>O z procesów technologicznych zawsze wymagają metodyki opartej na pomiarach<sup>32</sup>. Wielkość emisji PFC z procesów technologicznych określa się za pomocą metodyki opartej na obliczeniach, co omówiono w sekcji 6.4.

Więcej szczegółowych informacji na temat określonych w MRR wymogów dotyczących monitorowania z zastosowaniem metodyki standardowej zawarto w rozdziale 6.

### 4.3.2 Metodyka bilansu masowego

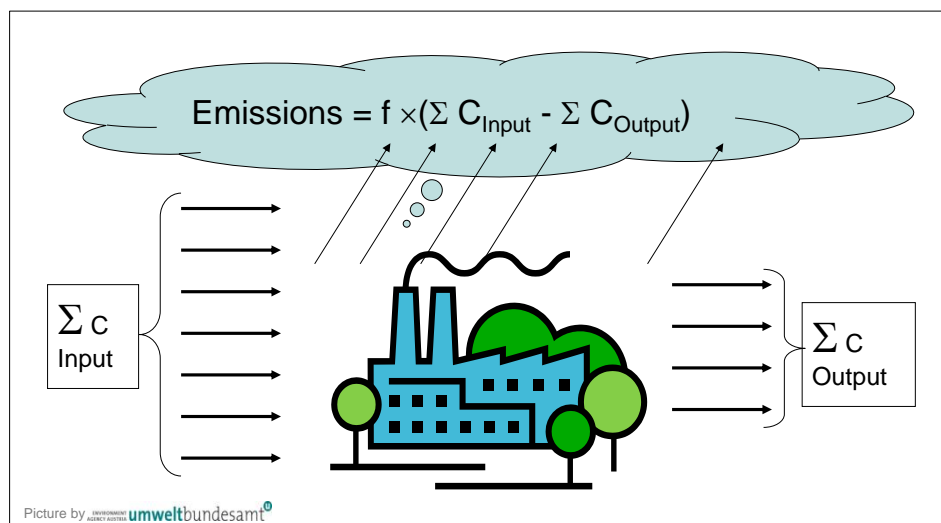
Tak jak w przypadku metodyki standardowej, metodyka bilansu masowego<sup>33</sup> stanowi metodę opartą na obliczeniach, umożliwiającą określenie wielkości emisji z instalacji. Metodyka standardowa jest stosowana w przypadkach, w których paliwo lub materiał są bezpośrednio związane z wielkością emisji. W przypadku jednak na przykład zintegrowanych stalowni lub zakładów przemysłu chemicznego często trudno jest powiązać wielkość emisji bezpośrednio z poszczególnymi materiałami wsadowymi, ponieważ produkty (oraz odpady) zawierają znaczną ilość węgla pierwiastkowego (np. chemikalia organiczne luzem, sadza itp.). Dlatego też nie wystarczy uwzględnić ilości niewyemitowanego węgla pierwiastkowego za pomocą współczynnika utleniania lub współczynnika konwersji. Stosuje się w takich przypadkach kompletny bilans węgla pierwiast-

<sup>32</sup> W drodze wyjątku wielkość N<sub>2</sub>O pochodzącego z tymczasowego wystąpienia nieobniżonych emisji szacuje się na podstawie obliczeń, zob. sekcja 8.2.

<sup>33</sup> W celu zapewnienia przejrzystości w niniejszym dokumencie stosuje się termin „bilans materiałowy” w odniesieniu do określania danych dotyczących działalności na podstawie pomiarów partii (zob. sekcja 6.1.2), zaś termin „bilans masowy” stosuje się wyłącznie w odniesieniu do metodyki opartej na obliczeniach omówionej w tej sekcji i przewidzianej art. 25.



kowego wprowadzanego do instalacji lub jej określonej części oraz opuszczającego instalację lub jej część<sup>34</sup> (zob. rysunek nr 5).



Rysunek nr 5: Zasada działania metodyki bilansu masowego

Emissions – emisje

Input – wsad

Output - produkt

Dla bilansów masowych stosuje się następujący wzór:

$$Em_{MB} = \sum_i (f \cdot AD_i \cdot CC_i) \quad (6)$$



Gdzie:

$Em_{MB}$ ... wielkości emisji ze wszystkich strumieni materiałów wsadowych ujętych w bilansie masowym [t CO<sub>2</sub>];

$f$ ..... współczynnik przekształcenia masy molowej węgla pierwiastkowego na CO<sub>2</sub>. Wartość  $f$  wynosi 3,664 t CO<sub>2</sub>/t C (art. 25 ust. 1);

$i$ ..... wskaźnik dla danego materiału lub paliwa;

$AD_i$ ..... dane dotyczące działalności (tj. masa w tonach) dla danego materiału lub paliwa. Materiały lub paliwa wsadowe liczone są jako dodatnie dane dotyczące działalności, zaś materiały lub paliwa wyjściowe jako ujemne. Aby przedstawić prawidłowe wyniki dla roku kalendarzowego, należy uwzględnić odpowiednio strumienie masowe wprowadzane do i wyprodukowane z miejsc składowania.

$CC_i$ ..... zawartość węgla pierwiastkowego w danym komponencie. Zawsze bezwymiarowa i dodatnia.

<sup>34</sup> Jak zostanie to pokazane na przykładzie na str. 27.

Jeśli zawartość węgla pierwiastkowego w paliwie ma zostać obliczona na podstawie współczynnika emisji wyrażonego jako t CO<sub>2</sub>/TJ, stosuje się następujący wzór:

$$CC_i = EF_i \cdot NCV_i / f \quad (7)$$

Jeśli zawartość węgla pierwiastkowego w materiale wsadowym lub paliwie ma zostać obliczona na podstawie współczynnika emisji wyrażonego jako t CO<sub>2</sub>/t, stosuje się następujący wzór:

$$CC_i = EF_i / f \quad (8)$$

Podczas opracowywania planu monitorowania z zastosowaniem bilansu masowego należy wziąć pod uwagę następujące kwestie:

- emisje tlenku węgla (CO) nie są w bilansie masowym liczone jako wyjściowy strumień materiałów wsadowych, lecz brane są pod uwagę jako mowo równoważna wielkość emisji CO<sub>2</sub> (art. 25 ust. 2). Osiągnąć można to w prosty sposób, po prostu nie wymieniając CO jako materiału wyjściowego;
- tam, gdzie bilans masowy zawiera materiały lub paliwa uzyskane z biomasy, CC<sub>i</sub> powinno zostać dostosowane jedynie dla frakcji kopalnej. Jeśli zakłada się, że biomasa należy do strumieni materiałów wyjściowych, prowadzący instalację przedstawia właściwemu organowi uzasadnienie wyjaśniające takie założenie. Zaproponowana metodyka musi umożliwić unikanie zaniżonych wielkości emisji;
- należy stosować się do zasady kompletności danych dotyczących monitorowania, tj. uwzględnić wszystkie materiały i paliwa wsadowe, jeśli nie są one objęte monitorowaniem w ramach metodyki poza bilansem masowym. W niektórych przypadkach jednak precyzyjne określenie mniejszych ilości węgla pierwiastkowego może być trudne. W takiej sytuacji prowadzący instalację powinien sprawdzić, czy materiał może zostać uznany za strumień materiałów wsadowych *de minimis* (zob. sekcja 4.4.3). W szczególności odpowiednią metodą szacowania dla takich strumieni materiałów wsadowych *de minimis* może być założenie, że ilość węgla pierwiastkowego wychodzącego z instalacji w żużlu lub odpadach wynosi zero. Byłoby to rozwiązanie podobne do założenia stanowiącego, że w przypadku metodyki standardowej współczynnik konwersji wynosi 100%.

Więcej szczegółowych informacji na temat określonych w MRR wymogów dotyczących monitorowania z zastosowaniem metodyki bilansu masowego zawarto w rozdziale 6.

Należy zauważyć, że użytecznym rozwiązaniem może okazać się połączenie metodyki bilansu masowego oraz metodyki standardowej, jak pokazano na przykładzie poniżej:



W tej instalacji istnieją dwie wyraźnie oddzielne części: elektrociepłownia opalana gazem oraz niezintegrowana produkcja stali (proces z zastosowaniem elektrycznego pieca łukowego). W takim przypadku dobrym rozwiązaniem może okazać się połączenie metod opartych na obliczeniach:

- Elektrociepłownia: metodyka standardowa; strumienie materiałów wsadowych;
  - gaz ziemny (dla uproszczenia pomocne może okazać się tu uwzględnienie wszystkich strumieni gazów ziemnych, nawet tych należących do stalowni);
- Stalownia: bilans masowy; strumienie materiałów wsadowych;
  - materiały wsadowe: złom, surówka, pierwiastki stopowe;
  - materiały wyjściowe: produkty, żużel.

### 4.3.3 Metody oparte na pomiarach

W porównaniu z MRG 2007 znacznie zaktualizowano postanowienia dotyczące metod opartych na pomiarach.

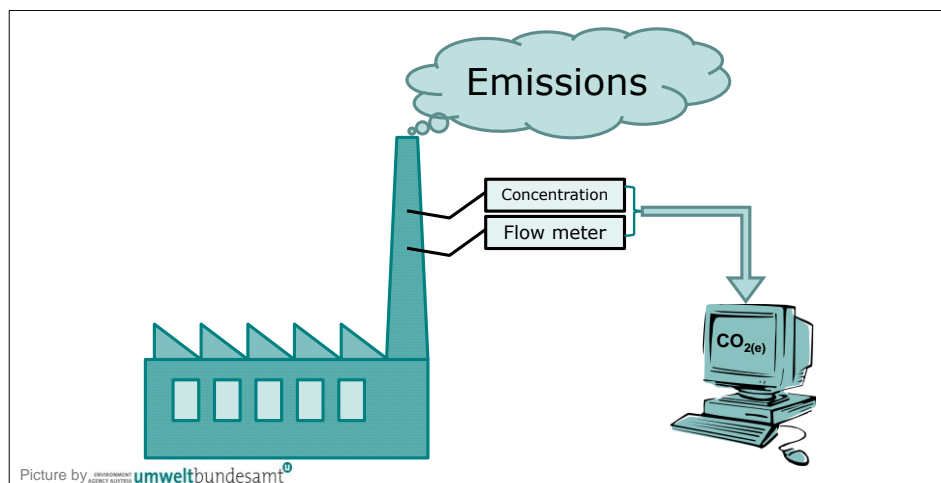
W przeciwieństwie do metod opartych na obliczeniach w metodach opartych na pomiarach obiektem pomiarów są same gazy cieplarniane w gazach odlotowych instalacji. Pomiarów takie sprawiają trudności w instalacjach z wieloma punktami emisji (kominami), a nawet są niemożliwe tam, gdzie uwzględnione muszą zostać emisje niezorganizowane<sup>35</sup>. Z drugiej strony zaletą metod opartych na pomiarach jest to, że nie są zależne od liczby różnych stosowanych paliw i materiałów (np. jeśli spalaniu ulega wiele różnych rodzajów odpadów), a także iż nie są zależne od stosunków stechiometrycznych (dlatego właśnie w ten sposób monitorowane muszą być emisje N<sub>2</sub>O).

W MRR założono, że obecne urządzenia nie umożliwiają ciągłego pomiaru frakcji biomasy emitowanego CO<sub>2</sub> w wystarczająco wiarygodny sposób. Dlatego też zawarto w nim wymóg, by wielkość jakiegokolwiek biomasy była określana za pomocą metodyki opartej na obliczeniach, w celu odjęcia jej od całkowitej wielkości emisji określonej na podstawie pomiaru. Wraz jednak z oczekiwanym postępem naukowym podczas przyszłych aktualizacji MRR mogą zostać wzięte pod uwagę postanowienia dotyczące określania wielkości biomasy na podstawie pomiarów<sup>36</sup>.

*Nowe!*

<sup>35</sup> Emisje niezorganizowane to emisje, które ulatniają się przez inne kanały niż komin, na przykład emisje z otwartych pieców lub wycieki z systemów rurociągów.

<sup>36</sup> Zob. wytyczne nr 3 na temat kwestii związanych z biomasą w celu zapoznania się z dalszymi wariantami stosowania bardziej elastycznych metod określania frakcji biomasy. Z uwagi na dążenie do opłacalności zastosowanie takich metod szacowania przewidzianych dla metodyki opartej na obliczeniach może zostać rozważone w kontekście CEMS.



Rysunek nr 6: Schemat systemu ciągłych pomiarów emisji (CEMS)

Emissions – emisje

Concentration – stężenie

Flow meter – przepływomierz

Zastosowanie systemu CEMS (Continuous Emission Measurement Systems - system ciągłych pomiarów emisji<sup>37</sup>) zawsze wymaga dwóch elementów:

- pomiaru stężenia GC<sup>38</sup> oraz
- przepływu objętościowego strumienia gazu w miejscu, w którym dokonuje się pomiaru.

Zgodnie z art. 43 MRR wielkość emisji jest najpierw określana dla każdej godziny<sup>39</sup> pomiaru na podstawie godzinowego średniego stężenia oraz godzinowego średniego tempa przepływu. Następnie wszystkie godzinowe wartości dla roku sprawozdawczego sumuje się w celu uzyskania całkowitej wielkości emisji w punkcie emisji. W przypadku monitorowania kilku punktów emisji (np. dwóch oddzielnych kominów elektrowni) takiego łączenia danych dokonuje się najpierw dla każdego źródła osobno, przed dodaniem emisji ze wszystkich źródeł w celu uzyskania całkowitej wielkości emisji<sup>40</sup>.

Dalsze wymogi dotyczące stosowania systemu CEMS zawarto w rozdziale 8 niniejszego dokumentu.

<sup>37</sup> Art. 3 ust. 39 MRR stanowi: „ciągły pomiar emisji” oznacza zbiór czynności służących ustaleniu wartości wielkości poprzez okresowe pomiary, przy zastosowaniu pomiaru w kominie lub procedur polegających na pobieraniu próbek za pomocą przyrządu pomiarowego zlokalizowanego w pobliżu komina, przy wyłączeniu metodyki opartej na pomiarach, polegającej na pobieraniu pojedynczych próbek z komina.

<sup>38</sup> Może to wymagać dodatkowych korekt, na przykład dotyczących zawartości wilgoci.

<sup>39</sup> Zgodnie z art. 44 ust. 1 prowadzący instalacje stosują krótsze okresy niż godzina, jeśli nie pociąga to za sobą dodatkowych kosztów. Stanowi to odpowiedź na fakt, że wiele systemów pomiarowych automatycznie generuje półgodzinne wartości na potrzeby wymogów innych niż te zawarte w MRR. W takiej sytuacji wykorzystuje się półgodzinne wartości.

<sup>40</sup> „Całkowita” odnosi się tu do całkowitej wielkości emisji określonej przez CEMS. Nie wyklucza to określania wielkości emisji z innych części instalacji na podstawie metodyki opartej na obliczeniach.

#### 4.3.4 Metodyka rezerwowa

MRR zapewnia bardzo szeroki zbiór metod monitorowania, a także definicje poziomów dokładności, które w ostatnich latach sprawdziły się w stosowaniu w niemal wszystkich instalacjach objętych EU ETS. Niemniej uznano, że w instalacjach mogą występować specjalne uwarunkowania, w których stosowanie systemu poziomów dokładności jest technicznie niewykonalne lub prowadzi do nieracjonalnych kosztów ponoszonych przez prowadzącego instalację. Takie uwarunkowania sprawiłyby, że prowadzący instalację nie przestrzegałby postanowień MRR, choć mógłby zastosować inne stosunkowo dokładne metody monitorowania.

W celu uniknięcia takiej niepożądanej „pseudo-niezgodności” MRR (art. 22) przewiduje możliwość zastosowania przez prowadzących instalację metodyki nieopartej na poziomach dokładności (zwanej również „metodyką rezerwową”), jeśli:

- zastosowanie metodyki opartej na obliczeniach z co najmniej progiem dokładności 1 dla co najmniej jednego głównego lub pomniejszego strumienia materiałów wsadowych (→ zob. sekcja 4.4.3) pociągałoby za sobą nieracjonalne koszty; oraz
- zastosowanie metodyki opartej na pomiarach w odniesieniu do źródła emisji związanego z tymi samymi strumieniami materiałów wsadowych pociągałoby za sobą nieracjonalne koszty.

Należy zauważyć, że niniejsza sekcja nie ma zastosowania do strumieni materiałów wsadowych *de minimis* (→ zob. sekcja 4.4.3), ponieważ do takich strumieni i tak można stosować metodyki szacowania nieuwzględniające poziomów dokładności.

Jeśli spełnione zostaną powyższe warunki, prowadzący instalację może w planie monitorowania zaproponować alternatywną metodykę monitorowania, dla której potrafi dowieść, że pozwoli ona na osiągnięcie wymaganego stopnia całkowitej niepewności w odniesieniu do wielkości emisji z całej instalacji<sup>41</sup>. Innymi słowy, zamiast stosować poziomy niepewności dla poszczególnych strumieni materiałów wsadowych, należy zastosować jeden wspólny stopień niepewności dla całkowitych emisji z całej instalacji. Indywidualna metodyka monitorowania ma jednak pewną wadę – utrudnione jest jej porównanie z innymi metodami. Dlatego też prowadzący instalację musi:

- każdego roku przeprowadzić pełną ocenę niepewności<sup>42</sup> dotyczącą wielkości emisji instalacji oraz dostarczyć dowody na osiągnięcie wymaganego stopnia niepewności;
- przedstawić wynik takiej oceny razem z rocznym raportem na temat wielkości emisji (w tym do weryfikacji); oraz
- uzasadnić zastosowanie metodyki rezerwowej, wskazując na nieracjonalne koszty lub techniczną niewykonalność w regularnych raportach dotyczących udoskonalień (→ zob. sekcja 5.7) zgodnie z art. 69. Jeśli instalacja przestanie spełniać powyższe warunki, prowadzący musi zmodyfikować

<sup>41</sup> Taki stopień całkowitej niepewności wynosi mniej niż 7,5 % dla instalacji kategorii A, mniej niż 5,0 % dla instalacji kategorii B oraz mniej niż 2,5 % dla instalacji kategorii C. W celu zapoznania się z informacjami na temat kategorii instalacji zob. sekcja 4.4.

<sup>42</sup> Należy tu zastosować wytyczną ISO dotyczącą wyrażania niepewności pomiarowych (JCGM 100:2008). Jest ona ogólnodostępna pod następującym adresem:

<http://www.bipm.org/en/publications/guides/gum.html>.

plan monitorowania i zacząć stosować metodykę opartą na poziomach dokładności.



Uwaga: Z uwagi na zwiększone obciążenie administracyjne konieczne w przypadku metodyki rezerwowej prowadzącym instalacje zaleca się, by uważnie sprawdzali, czy metodyka oparta na poziomach dokładności jest nadal możliwa dla wszystkich głównych i pomniejszych strumieni materiałowych lub źródeł emisji. Prowadzący instalacje powinni zwłaszcza dążyć do stosowania „standardowych” metod opartych na poziomach dokładności dla tak wielu strumieni i źródeł jak tylko jest to możliwe, nawet jeśli w ostatecznym rozrachunku dla pewnej części emisji z instalacji konieczne jest zastosowanie metodyki rezerwowej.

#### 4.3.5 Łączenie metod

**Nowe!**

Za wyjątkiem przypadków, dla których w załączniku IV zawarto wymóg stosowania konkretnych metod dla niektórych działań, w MRR przewidziano możliwość łączenia różnych metod w ramach jednej metodyki, jak to opisano poniżej, pod warunkiem jednak, że nie dochodzi do luk w danych ani do podwójnego liczenia emisji. Tam, gdzie różne metody mogłyby prowadzić do podobnych poziomów dokładności, prowadzący instalację może dokonać wyboru metodyki na podstawie na przykład poniższych kryteriów:

- Która metodyka daje bardziej wiarygodne wyniki? Czyli w którym przypadku korzysta się z solidniejszych przyrządów pomiarowych, gdzie konieczna jest mniejsza liczba obserwacji itp.?
- Która metoda wiąże się z niższym poziomem nieodłącznego ryzyka (→zob. sekcja 5.5)? Czyli którą metodykę łatwiej kontrolować za pomocą drugiego źródła danych i w którym przypadku mniej jest możliwości popełnienia błędów lub przeoczeń?



W ramach przykładu opisano fikcyjną instalację, dla której można stosować wszystkie możliwe metodyki jednocześnie. Instalacja ta składa się z następujących elementów:

- kocioł opalany węglem: zastosowano metodykę opartą na pomiarach (uwaga: w przypadku monitorowania tego źródła za pomocą metodyki standardowej konieczne byłoby oddzielne monitorowanie emisji z procesów spalania węgla oraz powiązanych emisji z procesów technologicznych związanych z zastosowaniem wapienia do odsiarczania spalin),
- produkcja żelaza i stali (elektryczny piec łukowy):
  - gaz ziemny wykorzystywany do ogrzewania: tu najprostszym rozwiązaniem będzie metodyka standardowa,
  - wytop stali: zastosowano bilans masowy (materiały wsadowe: złom, surówka, pierwiastki stopowe; materiały wyjściowe: produkty, żużel).
- Ponadto w ramach tej instalacji działa zakład recyklingu (działalność: produkcja i przetwarzanie metali nieżelaznych), gdzie złom pochodzący z urządzeń elektronicznych spala się w piecu rotacyjnym. Cały złom traktuje się jako jeden (główny) strumień materiałów wsadowych. Z uwagi na wysoce niejednorodny charakter tego materiału musi zostać zastosowana meto-

dyka rezerwowa (zawartość węgla pierwiastkowego może zostać oszacowana np. na podstawie bilansu ciepła i bilansu masowego tego pieca).

#### 4.4 Kategorie instalacji, źródeł emisji i strumieni materiałów wsadowych

Podstawową filozofią systemu MRV w ramach EU ETS jest zasada, że największe emisje powinny zostać poddane najdokładniejszemu monitorowaniu, zaś mniej ambitne metody można stosować do mniejszych emisji. Dzięki tej zasadzie uwzględnia się efektywność kosztową oraz unika nieracjonalnego finansowego i administracyjnego obciążenia tam, gdzie ze zwiększonych wysiłków płynęłaby marginalna korzyść.



##### 4.4.1 Kategorie instalacji

W celu zidentyfikowania wymaganego „zaawansowania” monitorowania (szczegółowe informacje zostaną podane w sekcji 5.2) prowadzący instalację musi zaklasyfikować ją zgodnie z jej średnimi rocznymi emisjami (art. 19 ust. 2):

- kategoria A: średnia roczna wielkość emisji jest równa lub mniejsza niż 50 tys. ton CO<sub>2(e)</sub>;
- kategoria B: średnia roczna wielkość emisji wynosi więcej niż 50 tys. ton CO<sub>2(e)</sub> i jest równa lub mniejsza niż 500 tys. ton CO<sub>2(e)</sub>;
- kategoria C: średnia roczna wielkość emisji jest większa niż 500 tys. ton CO<sub>2(e)</sub>.

„Średnia roczna wielkość emisji” oznacza tu średnią roczną *zweryfikowaną* wielkość emisji z poprzedniego okresu rozliczeniowego. W przypadku raportów rocznych nie uwzględnia się emisji z biomasy (współczynnik zero), ale w przeciwieństwie do raportów rocznych CO<sub>2</sub> przeniesione z instalacji, jeśli miało to miejsce, liczy się jako wyemitowane, celem dokładniejszego określenia rozmiaru wielkości GC produkowanych w instalacji.

Jeśli średnia roczna wielkość emisji z okresu rozliczeniowego bezpośrednio poprzedzającego bieżący okres rozliczeniowy nie jest dostępna dla instalacji lub jest niedokładna, prowadzący instalację musi zastosować zachowawcze szacunki (art. 19 ust. 4). Dzieje się tak w szczególności, jeśli granice instalacji zmieniają się na skutek rozszerzenia zakresu stosowania dyrektywy EU ETS.

Przykład: Dla trzeciego etapu funkcjonowania EU ETS (rozpoczynającego się w 2013 r.) prowadzący instalację określa kategorię instalacji w następujący sposób:

- Średnia roczna zweryfikowana wielkość emisji w okresie 2008-2012 (zakładając oszacowaną średnią dla roku 2012 na podstawie danych z okresu 2008-2011, ponieważ dane z 2012 r. nie są dostępne w chwili składania planu monitorowania dla 2013 r.), z wyłączeniem biomasy, wyniosła 349 tys. ton CO<sub>2(e)</sub>. Nie nastąpiło przeniesienie CO<sub>2</sub>, więc instalacja należy





do kategorii B.

- W 2015 r. w ramach instalacji uruchomiona zostaje dodatkowa elektrociepłownia, która ma emitować około 200 tys. t CO<sub>2</sub> rocznie. Tym samym poprzednie wielkości emisji nie są już prawidłowe, a prowadzący instalację musi dokonać zachowawczego oszacowania wielkości emisji. Nowe szacunki rocznych wielkości emisji wynoszą 549 tys. t CO<sub>2</sub> rocznie, tak więc kategoria instalacji zmienia się na kategorię C. W efekcie prowadzący instalację musi dokonać przeglądu planu monitorowania (wymagane mogą być wyższe poziomy dokładności) oraz złożyć zaktualizowany plan właściwemu organowi do zatwierdzenia (zob. sekcja 5.6).
- W 2017 r. w ramach instalacji uruchomiony zostaje pilotażowy projekt wychwytywania CO<sub>2</sub> i około 100 tys. t CO<sub>2</sub> zostaje przeniesione do instalacji do geologicznego składowania CO<sub>2</sub>. W tym przypadku kategoria instalacji nie zmienia się na kategorię B, ponieważ przeniesienia CO<sub>2</sub> nie bierze się pod uwagę. Z uwagi jednak na znaczną zmianę w funkcjonowaniu instalacji zdecydowanie konieczny jest przegląd planu monitorowania.

#### 4.4.2 Instalacje o niskim poziomie emisji

Instalacje, które emitują średnio mniej niż 25 tys. t CO<sub>2(e)</sub> rocznie można zaklasyfikować jako „instalacje o niskim poziomie emisji” zgodnie z art. 47 MRR. W przypadku takich instalacji w celu obniżenia kosztów administracyjnych stosuje się specjalne uproszczenia przewidziane w MRR (zob. sekcja 7.1).

Dla pozostałych kategorii instalacji średnią roczną wielkość emisji określa się jako średnią roczną *zweryfikowaną* wielkość emisji z poprzedniego okresu rozliczeniowego, z wyłączeniem CO<sub>2</sub> pochodzącego z biomasy oraz przed odjęciem przeniesionego CO<sub>2</sub>. Jeśli dane na temat takich średnich emisji nie są dostępne lub nie mają już zastosowania z powodu zmian w granicach instalacji lub zmian w warunkach działania instalacji, stosuje się zachowawcze szacunki dotyczące przewidywanych wielkości emisji w ciągu następnych pięciu lat.

Szczególne sytuacje występują wtedy, gdy wielkość emisji instalacji przekracza próg 25 tys. t CO<sub>2</sub> rocznie. W takim przypadku konieczne wydaje się dokonanie przeglądu planu monitorowania i złożenie nowego planu do CA, jako że uproszczenia dla małych instalacji o niskim poziomie emisji nie znajdują już zastosowania. Brzmienie art. 47 ust. 8 sugeruje jednak, że prowadzący instalację powinien mieć możliwość dalszego monitorowania instalacji jako instalacji o niskim poziomie emisji, pod warunkiem że prowadzący instalację może wykazać właściwemu organowi, że próg 25 tys. t CO<sub>2</sub> rocznie nie został przekroczony w ciągu poprzednich pięciu lat i nie zostanie przekroczony ponownie (np. z uwagi na ograniczenia w zdolności produkcyjnej instalacji). Tym samym wysoki poziom emisji w jednym roku na pięć może być tolerowany, ale jeśli próg zostanie przekroczony ponownie w ciągu następnych pięciu lat, nie można już zastosować tego wyjątku.

*Nowe!*





Przykład: Z powodu dłuższego okresu konserwacji głównego kotła przez okres jednego roku zamiast niego działa starszy i mniej wydajny kocioł. Wielkość emisji przekracza w ciągu tego jednego roku próg 25 tys. t CO<sub>2</sub> rocznie, ale prowadzący instalację może z łatwością wykazać właściwemu organowi, że po zakończeniu prac konserwacyjnych sytuacja ta nie powtórzy się przez następne 5 lat.

#### 4.4.3 Strumienie materiałów wsadowych

W ramach instalacji największą uwagę należy zwracać na większe strumienie materiałów wsadowych. W przypadku pomniejszych strumieni materiałów wsadowych stosuje się niższe wymogi dotyczące progów dokładności określone w MRR (→sekcja 5.2). Prowadzący instalację musi zaklasyfikować wszystkie strumienie materiałów wsadowych, w przypadku których stosuje metodykę opartą na obliczeniach. W tym celu musi porównać wielkości emisji ze strumienia materiałów wsadowych z „całkowitą wielkością emisji ze wszystkich monitorowanych pozycji”. To postępowanie wydaje się bardziej skomplikowane niż to określone w MRG 2007, ponieważ w MRR przewidziano możliwość dowolnego łączenia metod monitorowania, zaś w MRG 2007 założono, że strumienie materiałów wsadowych klasyfikuje się wyłącznie wtedy, gdy stosowane są metody oparte na obliczeniach.

Należy wykonać następujące czynności (z uwagi na nową możliwość łączenia metod ta klasyfikacja odbiega od metodyki określonej w MRG):

- określić „całkowitą wielkość emisji ze wszystkich monitorowanych pozycji”, poprzez dodanie:
  - wielkości emisji (CO<sub>2(e)</sub>) ze wszystkich strumieni materiałów wsadowych objętych metodyką standardową (zob. sekcja 4.3.1);
  - *wartości bezwzględnych* wszystkich strumieni CO<sub>2</sub> w bilansie masowym (tj. strumienie wyjściowe są również liczone jako dodatnie! zob. sekcja 4.3.2); oraz
  - wszystkich wielkości CO<sub>2</sub> i CO<sub>2(e)</sub>, co określa się przy użyciu metodyki opartej na pomiarach (zob. sekcja 4.3.3);
  - w tych obliczeniach bierze się pod uwagę wyłącznie CO<sub>2</sub> ze źródeł kopalnych. Przeniesionego CO<sub>2</sub> nie odejmuje się od całkowitego wyniku.
- Następnie prowadzący instalację powinien wymienić wszystkie strumienie materiałów wsadowych (w tym te, które stanowią część bilansu masowego, podane w wartościach bezwzględnych) w porządku malejącym.
- Dalej prowadzący instalację może wybrać strumienie materiałów wsadowych, które chce zaklasyfikować jako „pomniejsze” lub „de minimis”, aby zastosować do takich strumieni ograniczenia wymogów. W tym celu strumienie te muszą mieścić się w progach podanych poniżej.

Prowadzący instalację jako **pomniejsze strumienie materiałów wsadowych** może zaklasyfikować: strumienie materiałów wsadowych, które *łącznie* odpowiadają mniej niż 5 tys. t kopalnego CO<sub>2</sub> rocznie lub mniej niż 10 % „całkowitej wielkości emisji ze wszystkich monitorowanych pozycji”, do maksymalnej łącz-

*Nowe!*

nej wielkości wkładu wynoszącej 100 tys. t kopalnego CO<sub>2</sub> rocznie, przy czym pod uwagę bierze się wielkość większą w ujęciu bezwzględnym.

**Nowe!**

Prowadzący instalację jako **strumień materiałów wsadowych de minimis** może zaklasyfikować: strumień materiałów wsadowych, które *łącznie* odpowiadają mniej niż 1 tys. t kopalnego CO<sub>2</sub> rocznie lub mniej niż 2 % „całkowitej wielkości emisji ze wszystkich monitorowanych pozycji”, do maksymalnej łącznej wielkości wkładu wynoszącej 20 tys. t kopalnego CO<sub>2</sub> rocznie, przy czym pod uwagę bierze się wielkość większą w ujęciu bezwzględnym. Proszę zauważyć, że strumień materiałów wsadowych *de minimis* nie stanowią w dalszym ciągu części pomniejszych strumieni materiałów wsadowych.

Wszystkie pozostałe strumienie materiałów wsadowych klasyfikuje się jako **główne strumienie materiałów wsadowych**.

Uwaga: w MRR nie określono okresu odniesienia dla tych klasyfikacji, którego funkcję w przypadku kategoryzacji instalacji spełnia poprzedni okres rozliczeniowy. Art. 14 ust. 1 zawiera jednak wymóg, by prowadzący instalację regularnie sprawdzał, czy *plan monitorowania odzwierciedla charakter i funkcjonowanie instalacji*, a także czy możliwe jest udoskonalenie metodyki monitorowania.



Taką kontrolę powinno przeprowadzać się *co najmniej* raz do roku (np. po opracowaniu rocznego raportu na temat wielkości emisji, kiedy widać wyraźnie, czy strumień materiałów wsadowych przekroczyły istotne progi). Najlepszą praktyką jest opracowanie procedury, która łączy taką kontrolę z regularnym wykonywaniem działań kontrolnych, takich jak miesięczne kontrole poziome i pionowe (zob. sekcja 5.5). Co więcej taka kontrola powinna być uruchamiana automatycznie w przypadku jakichkolwiek zmian w zdolności produkcyjnej lub działaniu instalacji.



Przykład: Strumień materiałów wsadowych fikcyjnej instalacji opisanej w sekcji 4.3.5 klasyfikuje się za pomocą metodyki opisanej powyżej. Wynik przedstawiono w tabeli nr 3.

Tabela nr 3: Kategoryzacja strumieni materiałów wsadowych fikcyjnej instalacji

strumień materiałów wsadowych / źródło emisji	ekwiwalent CO <sub>2</sub>	wartość bezwzględna	% całkowitej wielkości	dozwolona kategoria strumienia materiałów wsadowych
system CEMS (kocioł opalany węglem)	400 000	400 000	71,6 %	(nie jest to strumień materiałów wsadowych, lecz źródło emisji)
Gaz ziemny	100 000	100 000	17,9 %	strumień główny
emisje z recyklingu (rezerwowe)	50 000	50 000	8,9 %	strumień pomniejszy
surówka	5 000	5 000	0,9 %	strumień <i>de minimis</i>
pierwiastki stopowe	2 000	2 000	0,4 %	strumień <i>de minimis</i>

strumień materiałów wsadowych / źródło emisji	ekwiwalent CO <sub>2</sub>	wartość bezwzględna	% całkowitej wielkości	dozwolona kategoria strumienia materiałów wsadowych
żelazo	1 000	1 000	0,2 %	strumień <i>de minimis</i>
wyroby stalowe <sup>43</sup>	-1 000	1 000	0,2 %	strumień <i>de minimis</i>

#### 4.4.4 Źródła emisji

Zgodnie z art. 41 należy wyróżnić źródła emisji monitorowane w ramach systemu CEMS różnych rozmiarów. Ograniczenia wymogów dotyczących poziomów dokładności dotyczą źródeł emisji, które *indywidualnie* emitują do 5 tys. t CO<sub>2(e)</sub> rocznie lub do 10 % łącznej wielkości emisji (kopalnego) CO<sub>2</sub> z instalacji, przy czym pod uwagę bierze się wielkość większą.

*Nowe!*

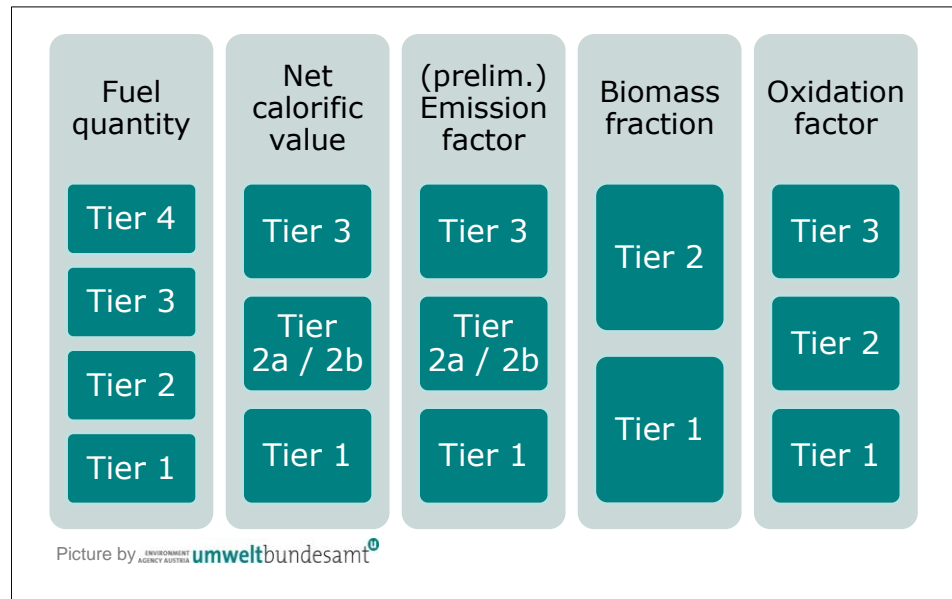
#### 4.5 System poziomów dokładności

Jak już wcześniej wspomniano, system monitorowania i raportowania EU ETS stanowi system tzw. „klocków” oparty na różnych metodach monitorowania. Każdy z parametrów konieczny do określenia wielkości emisji można określić za pomocą różnych „poziomów jakości danych”. Takie „poziomy jakości danych” nazywane są „poziomami dokładności”<sup>44</sup>. Koncepcję klocków zilustrowano na rysunku nr 7, gdzie pokazano poziomy dokładności, jakie można wybrać w celu określenia wielkości emisji pochodzących z paliwa za pomocą metod opartych na obliczeniach. Opisy różnych poziomów dokładności (tj. wymogów, jakie należy spełnić, by mieścić się w tych progach) w sposób bardziej szczegółowy przedstawiono w rozdziale 6.

Ogólnie rzecz biorąc, można powiedzieć, że poziomy dokładności o niższych numerach przedstawiają metody o niższych wymogach i są mniej dokładne niż wyższe poziomy dokładności. Poziomy dokładności o tych samych numerach (np. poziom dokładności 2a i 2b) uważa się za równoważne.

<sup>43</sup> Jest to strumień produktu, tj. liczony w bilansie masowym jako produkt wyjściowy. W związku z tym ekwiwalent CO<sub>2</sub> jest ujemny.

<sup>44</sup> Art. 3 ust. 8 MRR stanowi: „poziom dokładności” oznacza ustalony wymóg w zakresie określania wartości danych dotyczących działalności, współczynników obliczeniowych, rocznej wielkości emisji i średniej rocznej wielkości godzinowej emisji, a także ładunku handlowego.



Rysunek nr 7: Ilustracja systemu poziomów dokładności dla metod opartych na obliczeniach (emisje z procesów spalania)

Fuel quantity – ilość paliwa

Net calorific value – wartość opałowa

(prelim.) emission factor – (wstępny) współczynnik emisji

Oxidation factor – współczynnik utlenienia

Tier - poziom

Osiągnięcie wyższych poziomów dokładności uznaje się ogólnie za trudniejsze i wymagające wyższych kosztów niż w przypadku niższych progów (np. z uwagi na bardziej kosztowne pomiary). Tym samym niższe poziomy są zazwyczaj wymagane dla mniejszych wielkości emisji, tj. dla pomniejszych strumieni materiałów wsadowych i strumieni materiałów wsadowych *de minimis* (zob. sekcja 4.4.3), oraz dla mniejszych instalacji (w celu zapoznania się z kategoryzacją instalacji zob. sekcja 4.4.1). W ten sposób zapewnia się metodę efektywną kosztowo.

Wybór poziomu dokładności przez prowadzącego instalację zgodnie z wymogami określonymi w MRR omówiono szczegółowo w sekcji 5.2.

## 4.6 Powody odstępstw

*Uproszczone!*

Efektywność kosztowa stanowi w MRR ważne pojęcie. Prowadzący instalację ma możliwość otrzymania pozwolenia od właściwego organu na odstępstwo od konkretnego wymogu określonego w MRR (na przykład konkretnego wymaganego poziomu dokładności), jeśli pełne zastosowanie takiego wymogu pociągałoby za sobą **nieracjonalne koszty**. Dlatego też konieczna jest jasna definicja

„nieracjonalnych kosztów”. Definicję taką można znaleźć w art. 18 MRR. Jak określono to w sekcji 4.6.1 poniżej, opiera się ona na analizie kosztów i korzyści związanych z danym wymogiem.

Podobne odstępstwa mogą mieć zastosowanie, jeśli środek jest **niewykonalny technicznie**. Techniczna wykonalność nie jest kwestią relacji kosztów do korzyści, lecz raczej tego, czy prowadzący instalację jest w ogóle w stanie spełnić dany wymóg. W art. 17 MRR zastrzeżono jednak, że prowadzący instalację przedstawia uzasadnienie potwierdzające, że jakaś czynność jest technicznie niewykonalna. W takim uzasadnieniu prowadzący instalację musi dowieść, że nie posiada dostępnych zasobów umożliwiających mu spełnienie konkretnego wymogu w wymaganym czasie.

#### 4.6.1 Nieracjonalne koszty

Podczas oceniania, czy koszty wdrożenia konkretnego środka są racjonalne, należy je porównać z korzyściami, jakie przyniesie dane działanie. Koszty uznaje się za nieracjonalne, jeśli ich wielkość jest większa niż korzyści (art. 18). Szczegółowy opis analizy kosztów i korzyści jest nowym elementem w MRR.

**Koszty:** Przedstawienie racjonalnych szacunków kosztów należy do prowadzącego instalację. Pod uwagę należy wziąć jedynie te koszty, które przekraczają koszty realizacji alternatywnego scenariusza. W MRR zawarto również wymóg, by koszty urządzeń szacowano z zastosowaniem okresu amortyzacji odpowiedniego dla ich ekonomicznego cyklu życia. Tym samym w ocenie uwzględnia się roczne koszty w ciągu cyklu życia nie zaś całkowite koszty urządzeń.

*Nowe!*

Przykład: Okazało się, że stary przyrząd pomiarowy przestał działać prawidłowo – ma on zostać wymieniony na nowy. Stary przyrząd umożliwiał osiągnięcie niepewności pomiaru na poziomie 3 %, co odpowiadało poziomowi dokładności 2 ( $\pm 5$  %) dla danych dotyczących działalności (w celu zapoznania się z definicjami poziomów dokładności zob. sekcja 6.1.1). Jako że prowadzący instalację i tak musi zastosować wyższy poziom dokładności, dokonuje on oceny, czy zainstalowanie lepszego przyrządu pomiarowego pociągnie za sobą nieracjonalne koszty. Przyrząd A kosztuje 40 tys. EUR i gwarantuje niepewność na poziomie 2,8 % (nadal poziom dokładności 2), zaś przyrząd B kosztuje 70 tys. EUR, ale gwarantuje niepewność na poziomie 2,1 % (poziom dokładności 3,  $\pm 2,5$  %). Z uwagi na trudne środowisko w instalacji zastosowanie ma 5-letni okres amortyzacji.

Koszty, jakie należy wziąć pod uwagę w ocenie nieracjonalnych kosztów, to 30 tys. EUR (tj. różnica w cenie dwóch mierników), podzielone przez 5 lat, tj. 6 tys. EUR. Nie należy uwzględniać kosztu czasu pracy, ponieważ zakłada się, że instalacja miernika pochłonie taką samą ilość pracy, niezależnie od jego rodzaju. W przybliżeniu można także założyć takie same koszty konserwacji.



**Korzyść:** ponieważ korzyść płynącą z np. bardziej precyzyjnego pomiaru trudno jest wyrazić w wartościach finansowych, należy przyjąć założenie zgodnie z MRR. Korzyść uważa się za proporcjonalną do liczby uprawnień zgodnie z poziomem obniżonej niepewności. Aby takie szacunki były niezależne od co-

dziennych wahań cen, w MRR zawarto wymóg, by stosowano stałą cenę uprawnienia w wysokości 20 EUR. Aby określić zakładaną wielkość korzyści, taką cenę uprawnienia należy pomnożyć przez „współczynnik udoskonalenia”, który stanowi udoskonalenie niepewności przemnożone przez średnią roczną wielkość emisji spowodowanych przez dane źródło materiałów wsadowych<sup>45</sup> w ciągu ostatnich trzech lat<sup>46</sup>. Udoskonalenie niepewności stanowi różnicę między osiągniętą wartością niepewności<sup>47</sup> a progiem niepewności poziomu dokładności, który może zostać osiągnięty po udoskonaleniu.

Jeśli udoskonalenie nie przyniosło żadnej bezpośredniej poprawy dokładności danych dotyczących wielkości emisji, współczynnik udoskonalenia zawsze wynosi 1 %. W art. 18 ust. 3 wymieniono niektóre takie udoskonalenia, np. przejście od wartości domyślnych do analiz, zwiększenie liczby analizowanych próbek, poprawa przepływu danych i systemu kontroli itp.

**Nowe!**

Należy zwrócić uwagę na **minimalne progi** wprowadzone w MRR. Łączne koszty udoskonalień poniżej 2 000 EUR rocznie są zawsze uznawane za racjonalne, bez oceny skali korzyści. Dla instalacji o niskim poziomie emisji (→ sekcja 4.4.2) próg ten wynosi jedynie 500 EUR.

Podsumowując powyższe uwagi w formie wzoru, koszty uznaje się za racjonalne, jeśli:

$$C < P \cdot AEm \cdot (U_{curr} - U_{new\ tier}) \quad (9)$$

Gdzie:

$C$  ..... koszty [EUR/rok];

$P$  ..... określona cena uprawnienia = 20 EUR / t CO<sub>2(e)</sub>;

$AEm$  .... średnia wielkość emisji z powiązanego(ych) strumienia(strumieni) materiałów wsadowych [t CO<sub>2(e)</sub>/rocznie];

$U_{curr}$  ..... faktyczna niepewność (nie poziom dokładności) [%];

$U_{new\ tier}$  ..... próg niepewności nowego poziomu dokładności, jaki można osiągnąć [%]



Przykład: W przypadku zastąpienia mierników opisanych powyżej korzyść płynąca z „udoskonalenia” w postaci przyrządu A wynosi zero, ponieważ jest to zwykła wymiana, która zachowuje obecny poziom dokładności. Koszt taki nie może być nieracjonalny, ponieważ instalacja nie może działać bez co najmniej takiego przyrządu.

W przypadku przyrządu B można osiągnąć poziom dokładności 3 (próg niepewności = 2,5 %). Tym samym udoskonalenie niepewności wynosi  $U_{curr} -$

<sup>45</sup> Jeżeli dla kilku strumieni materiałów wsadowych stosuje się jeden instrument, np. wagę pomostową, stosuje się sumę emisji ze wszystkich powiązanych strumieni emisji.

<sup>46</sup> Bierze się tu pod uwagę jedynie emisje z paliw kopalnych. Nie należy odejmować przeniesionego CO<sub>2</sub>. Jeśli średnie wielkości emisji z ostatnich trzech lat nie są dostępne lub nie znajdują zastosowania z powodu wprowadzonych zmian technicznych, stosuje się zachowawcze szacunki

<sup>47</sup> Należy zwrócić uwagę, że chodzi tu o „prawdziwą” niepewność, a nie próg niepewności poziomu dokładności.

$$U_{\text{new tier}} = 2,8 \% - 2,5 \% = 0,3 \%$$

Roczna średnia wielkość emisji wynosi  $AEm = 120 \text{ tys. t CO}_2/\text{rok}$ . Daje to zakładaną korzyść na poziomie  $0,003 \cdot 120 \text{ tys.} \cdot 20 \text{ EUR} = 7\,200 \text{ EUR}$ . Jest to korzyść większa niż zakładane koszty (zob. powyżej). W efekcie dążenie do zainstalowania przyrządu B nie jest nieracjonalne.



## 4.7 Niepewność

Jeśli ktoś zechciałby zadać podstawowe pytanie o jakość systemu MRV w ramach jakiegokolwiek systemu handlu uprawnieniami do emisji, zapytałby pewnie: „Jak wiarygodne są dane?”, lub raczej „Czy możemy polegać na pomiarach, które są podstawą dla danych dotyczących wielkości emisji?”. Międzynarodowe standardy związane z określaniem jakości pomiarów odwołują się do poziomu „niepewności”. To pojęcie wymaga pewnego wyjaśnienia.

Istnieją różne terminy stosowane często w podobnym kontekście co termin „niepewność”. Nie są one jednak synonimami i każdy z nich posiada własne określone znaczenie (zob. również rysunek nr 8):

- **dokładność**: ten termin oznacza stopień zgodności między wartością pomiaru a rzeczywistą wartością wielkości. Jeśli pomiar jest dokładny, średnia wyników pomiaru jest bliska „prawdziwej” wartości (którą może być np. wartość nominalna certyfikowanego materiału odniesienia<sup>48</sup>). Jeśli pomiar nie jest dokładny, może to czasem wynikać z błędu systematycznego. Często taki problem można rozwiązać dzięki wzorcowaniu i regulacji urządzeń.
- **precyzja**: to pojęcie opisuje zgodność wyników pomiarów tej samej wielkości mierzonej w tych samych warunkach, czyli tę samą rzecz mierzy się kilka razy. Ten parametr określa się często ilościowo jako standardowe odchylenie wartości od średniej. Odzwierciedla on fakt, że wszystkie pomiary zawierają błąd przypadkowy, który co prawda można ograniczyć, ale nie da się go całkowicie wyeliminować.
- **niepewność**<sup>49</sup>: ten termin określa zakres, w którym ma znaleźć się prawdziwa wartość z zachowaniem określonego poziomu pewności. Jest to nadrzędne pojęcie, które łączy precyzję i zakładaną dokładność. Jak pokazano na rysunku nr 8, pomiary mogą być dokładne, ale nieprecyzyjne, lub też odwrotnie. W idealnej sytuacji pomiar jest i precyzyjny, i dokładny.

Jeśli laboratorium dokonuje oceny i optymalizacji swoich metod, zazwyczaj dąży do rozróżnienia dokładności i precyzji, ponieważ dzięki temu można zidentyfikować błędy i pomyłki. Taka ocena może ujawnić rozmaite powody błędów, wskazując na przykład na konieczność konserwacji lub wzorcowań przyrządów, czy też lepszego przeszkolenia personelu. Końcowy użytkownik wyniku pomiarów (w przypadku EU ETS jest to prowadzący instalację oraz właściwy organ) chce jednak po prostu wiedzieć, jak szeroki jest zakres (średnia pomiaru  $\pm$  niepewność), w którym prawdopodobnie znajduje się prawdziwa wartość.

W ramach EU ETS w rocznym raporcie na temat wielkości emisji podaje się tylko jedną wartość dotyczącą wielkości emisji. Tylko jedną wartość wprowadza się do tabeli ze zweryfikowanymi danymi na temat emisji w rejestrze. Prowadzący instalację nie może umorzyć „ $N \pm x\%$ ” uprawnień, a jedynie precyzyjną wartość  $N$ . Widać więc, że ilościowe określenie i w jak największym stopniu

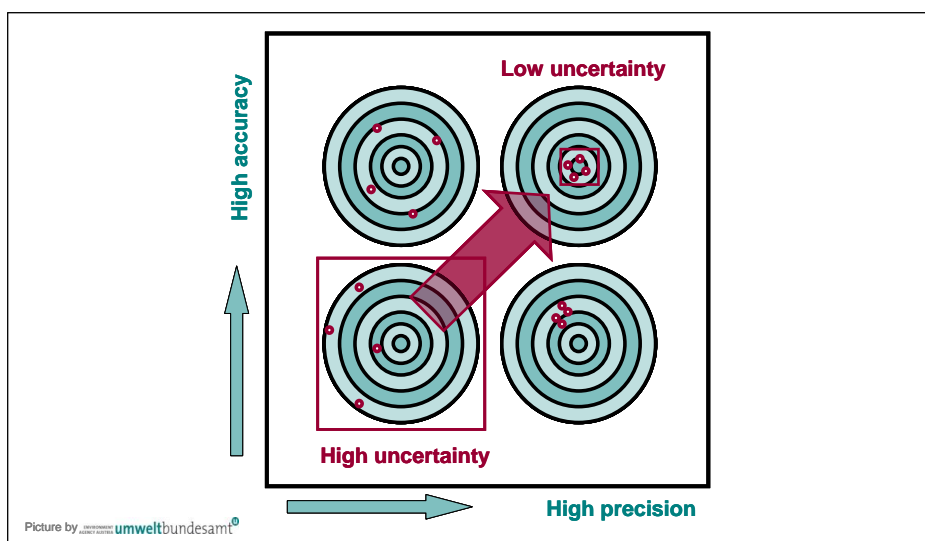
<sup>48</sup> Również materiał standardowy, na przykład kopia wzorca kilograma, wiąże się z niepewnością z uwagi na jego proces produkcyjny. Zazwyczaj ta niepewność będzie mała w porównaniu ze stopniem niepewności związanym z jego późniejszym wykorzystaniem.

<sup>49</sup> Art. 3 ust. 6 MRR zawiera następującą definicję: „niepewność” oznacza parametr związany z wynikiem określania wielkości, charakteryzujący rozproszenie wartości, jakie można racjonalnie przypisać danej wielkości, odzwierciedlający wpływ zarówno czynników systematycznych, jak i losowych, wyrażony w procentach oraz o przedziale ufności wokół wartości średniej wynoszącym 95 %, z uwzględnieniem wszelkiej asymetrii w rozkładzie wartości.



zredukowanie niepewności „x” leży w interesie wszystkich stron. Dlatego też plany monitorowania muszą zostać zatwierdzone przez właściwy organ, a prowadzący instalacje muszą wykazać osiągnięcie poszczególnych poziomów dokładności, które wiążą się z dozwolonymi poziomami niepewności.

Więcej szczegółowych informacji na temat poziomów dokładności podano w rozdziale 6. Ocenę niepewności, którą należy dodać do planu monitorowania jako dokument uzupełniający (art. 12 ust. 1) omówiono w sekcji 5.3. Więcej szczegółowych informacji zawierają również oddzielne wytyczne dotyczące oceny niepewności w ramach EU ETS (zob. sekcja 2.3).



Rysunek nr 8: Ilustracja pojęć dokładności, precyzji i niepewności. Środkowy punkt tarczy przedstawia założoną prawdziwą wartość, zaś „otwory” przedstawiają wyniki pomiarów.

high accuracy – wysoka dokładność

high precision – wysoka precyzja

high uncertainty – wysoka niepewność

low uncertainty – niska niepewność

## 5 PLAN MONITOROWANIA

W niniejszym rozdziale opisano, jak prowadzący instalację może „od zera” opracować plan monitorowania. W takiej sytuacji będą prowadzący jedynie niewielkiej części instalacji, tj. instalacji nowych, w tym instalacji, które wraz z początkiem 2013 r. po raz pierwszy zostaną objęte EU ETS. Z uwagi jednak na zastąpienie MRG 2007 nowym rozporządzeniem, MRR, prowadzący instalacje będą musieli dokonać przeglądu planów monitorowania *wszystkich* instalacji, aby zidentyfikować luki lub istotne możliwości udoskonalień. W związku z powyższym niniejszy rozdział zawiera treści cenne również w kontekście istniejących instalacji. Istotne kwestie, których nie było wcześniej w MRG 2007, a które wprowadzono w MRR, zaznaczono w tekście za pomocą stosowanych wcześniej symboli.

### 5.1 Opracowanie planu monitorowania

Podczas opracowywania planu monitorowania prowadzący instalacje powinni przestrzegać następujących zasad przewodnich:

- Znając wszystkie szczegóły dotyczące własnej instalacji, prowadzący instalację powinien opracować możliwie jak najprostszą metodykę monitorowania. Można to osiągnąć, starając się stosować najbardziej wiarygodne źródła danych, dokładne przyrządy pomiarowe, krótkie przepływy danych oraz skuteczne procedury kontrolne.
- Prowadzący powinni spojrzeć na swoje raporty na temat wielkości emisji z perspektywy weryfikatora. O co zapytałby weryfikator? Jak zestawiono dane? Jak sprawić, by przepływ danych był przejrzysty? Które kontrole zapobiegają pomyłkom, błędnym interpretacjom i przeoczeniom?
- Wraz z upływem czasu w instalacjach wprowadza się zazwyczaj różne zmiany techniczne, dlatego też plany monitorowania do pewnego stopnia należy traktować jako „żywe” dokumenty, poddawane aktualizacjom. Aby zminimalizować obciążenie administracyjne, prowadzący instalacje powinni uważnie wybierać elementy, które należy opisać w samym planie monitorowania oraz te, które mogą zostać zawarte w pisemnych procedurach uzupełniających MP.

**Uwaga: w przypadku instalacji o niskim poziomie emisji oraz niektórych innych „prostych” instalacji treść niniejszego rozdziału znajduje zastosowanie jedynie częściowo. W takich przypadkach zaleca się przeczytanie najpierw rozdziału 7 niniejszego dokumentu.**



*Uproszczono!*



Pomocna może się okazać następująca metodyka opisująca czynności „krok po kroku”:

1. Należy określić granice instalacji. Prowadzący instalacje dotychczas działające powinni mieć świadomość, że zakres dyrektywy EU ETS (załącznika I do tej dyrektywy) został zaktualizowany podczas przeglądu EU ETS<sup>50</sup>. Dla-

<sup>50</sup> Zob. wytyczne Komisji na temat interpretacji nowego załącznika I:  
[http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/docs/guidance\\_interpretation\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/docs/guidance_interpretation_en.pdf)

tego też przed rozpoczęciem się nowego okresu ETS wraz z początkiem 2013 r. należy dokonać ponownej oceny granic.

2. Należy określić kategorię, do której należy instalacja (→ zob. sekcja 4.4.1) na podstawie szacunkowych rocznych wielkości emisji GC z instalacji. Jeśli granice instalacji dotychczas działającej pozostały niezmienione, można wykorzystać średnie zweryfikowane roczne wielkości emisji z poprzedniego roku. W innych przypadkach konieczne są zachowawcze szacunki.
3. Należy sporządzić listę źródeł emisji i strumieni materiałów wsadowych (→ aby zapoznać się z definicjami, zob. sekcja 4.2) w celu wybrania metodyki opartej na obliczeniach lub na pomiarach. Następnie należy odpowiednio zaklasyfikować strumienie materiałów wsadowych jako główne, pomniejsze lub *de minimis*.
4. Należy zidentyfikować wymogi dotyczące poziomów dokładności w oparciu o kategorię instalacji (zob. sekcja 5.2). Proszę zauważyć, że system wymaganych poziomów dokładności określony w MRR znacznie różni się od tego opisanego w MRG 2007.
5. Należy sporządzić listę potencjalnych źródeł danych i dokonać ich oceny:
  - a. w przypadku danych dotyczących działalności (w celu zapoznania się ze szczegółowymi wymogami zob. sekcja 6.1. Należy zauważyć, że art. 27-29 zawierają istotne postanowienia dotyczące oceny poziomu niepewności wymaganego w kontekście osiągnięcia poszczególnych poziomów dokładności, których nie było w MRG):
    - i. Jak można określić ilość paliwa lub materiału?
      - Czy istnieją przyrządy do ciągłych pomiarów, takie jak przepływomierze, taśmy przenośnika z kontrolą ciężaru itp., które bezpośrednio wskazywałyby ilość materiału wchodzącego do instalacji i wychodzącego z instalacji w określonym czasie?
      - Czy też może pomiar paliwa lub materiału trzeba oprzeć na zakupionych partiach produktu? W takim przypadku – jak można określić ilość materiału na składowisku lub paliwa w zbiornikach pod koniec roku?
    - ii. Czy dostępne są przyrządy pomiarowe będące własnością prowadzącego instalację lub pozostające pod jego kontrolą?
      - jeśli tak: Jaki jest ich poziom niepewności? Czy ich wzorcowanie jest trudne? Czy podlegają prawnej kontroli metrologicznej<sup>51</sup>?
      - jeśli nie: Czy istnieje możliwość wykorzystania przyrządów pomiarowych pozostających pod kontrolą dostawcy paliwa? (Często dzieje się tak w przypadku gazomierzy oraz zwykle wtedy, gdy ilości określa się na podstawie faktur).
    - iii. Należy ocenić niepewność związaną z takimi przyrządami oraz określić powiązany poziom dokładności, jaki można osiągnąć.

*Nowe!*

*Nowe!*



<sup>51</sup> Niektóre przyrządy pomiarowe wykorzystywane do transakcji handlowych podlegają krajowej prawnej kontroli metrologicznej. Zgodnie z MRR takie przyrządy objęte są specjalnymi wymogami (uproszczone metody). Zob. wytyczne nr 4 (zob. sekcja 2.3) w celu zapoznania się ze szczegółowymi informacjami.

Uwaga: W przypadku oceny niepewności można zastosować kilka uproszczeń, zwłaszcza jeśli przyrząd pomiarowy podlega krajowej prawnej kontroli metrologicznej. W celu zapoznania się ze szczegółowymi informacjami zob. wytyczne nr 4 (zob. sekcja 2.3).

- b. Współczynniki obliczeniowe (wartość opałowa, współczynnik emisji lub zawartość węgla pierwiastkowego, współczynnik utleniania lub konwersji, frakcja biomasy). W zależności od wymaganych poziomów dokładności (które określa się na podstawie kategorii instalacji i kategorii strumienia materiałów wsadowych):
  - i. Czy znajdują zastosowanie wartości domyślne? Jeśli tak, czy dostępne są informacje o tych wartościach (załącznik VI do MRR, publikacje właściwego organu, krajowy wykaz wartości)?
  - ii. Jeśli należy zastosować najwyższe poziomy dokładności lub jeśli zastosowania nie znajdują wartości domyślne, należy przeprowadzić analizy chemiczne w celu określenia brakujących współczynników obliczeniowych. W takim przypadku prowadzący instalację musi:
    - wybrać laboratorium, które przeprowadzi takie analizy. Jeśli nie ma możliwości skorzystania z akredytowanego laboratorium<sup>52</sup>, powinien ustalić, czy wybrane laboratorium spełnia równoważne wymogi (zob. sekcja 6.2.2);
    - wybrać odpowiednią metodą analityczną (oraz obowiązującą normę);
    - opracować plan pobierania próbek (zob. wytyczne nr 5 (zob. sekcja 2.3)).
6. Czy możliwe jest osiągnięcie wszystkich wymaganych poziomów dokładności? Jeśli nie – czy możliwe jest osiągnięcie niższego poziomu dokładności, jeżeli jest to dozwolone w świetle technicznej wykonalności i nieracjonalnych kosztów (→ sekcja 4.6)?
7. Czy zostaną wykorzystane metody oparte na pomiarach<sup>53</sup> (CEMS, zob. sekcje 4.3.3 i 8)? Czy możliwe jest osiągnięcie odpowiednich poziomów dokładności i innych wymogów? (Proszę zauważyć, że wymogi dotyczące stosowania CEMS zmieniły się znacznie w porównaniu z tymi opisanymi w MRG 2007).
8. Jeśli odpowiedź na pytania z pkt 6 i 7 brzmi „nie”: Czy można zastosować metodykę rezerwową (zob. sekcja **Błąd! Nie można odnaleźć źródła odwołania.**)? W takim przypadku wymagana jest pełna ocena niepewności dla instalacji.
9. Następnie prowadzący instalację powinien zdefiniować wszystkie przepływy danych (kto skąd uzyskuje dane, co z tymi danymi robi, komu przekazuje wyniki itp.) z przyrządów pomiarowych lub faktur do końcowego rocznego

*Nowe!*

<sup>52</sup> Termin „akredytowane laboratorium“ stosuje się tutaj jako skróconą formę „laboratorium, które zostało akredytowane zgodnie z EN ISO/IEC 17025 w odniesieniu do wymaganej metody analitycznej”.

<sup>53</sup> CEMS musi zostać zastosowany w przypadku emisji N<sub>2</sub>O, zaś w przypadku emisji CO<sub>2</sub> może być zastosowany. Jeśli nie jest możliwe spełnienie wymogów dotyczących metod opartych na obliczeniach w przypadku CO<sub>2</sub>, CEMS należy rozważyć jako również dozwoloną alternatywę.

raportu. Pomocne będzie sporządzenie schematu przepływu danych. Więcej szczegółowych informacji na temat działań w zakresie przepływu danych znajduje się w sekcji 5.5.

10. Mając już przegląd źródeł danych oraz przepływu danych, prowadzący instalację może przeprowadzić analizę ryzyka (zob. sekcja 5.5). Tym samym określi, w których miejscach systemu może najłatwiej dojść do błędów.
11. Na podstawie analizy ryzyka prowadzący instalację powinien:
  - a. w stosownych przypadkach, zdecydować, czy CEMS lub metody oparte na obliczeniach nie będą bardziej odpowiednie;
  - b. ocenić, których przyrządów pomiarowych i źródeł danych należy użyć w odniesieniu do danych dotyczących działalności (zob. pkt 5.a powyżej). W przypadku kilku możliwości należy zastosować tę, która wiąże się z najniższą niepewnością oraz najniższym ryzykiem;
  - c. we wszystkich pozostałych przypadkach, gdzie konieczne jest podjęcie decyzji<sup>54</sup>, powinien podjąć je, mając na uwadze najniższe powiązane ryzyko; oraz
  - d. określić działania kontrolne mające na celu ograniczenie zidentyfikowanego ryzyka (zob. sekcja 5.5).
12. Zanim plan monitorowania i powiązane procedury zostaną ostatecznie spisane, konieczne może być powtórzenie czynności opisanych w punktach od 5 do 11. Zwłaszcza analiza ryzyka będzie wymagać aktualizacji po określeniu działań kontrolnych.
13. Następnie prowadzący instalację powinien spisać plan monitorowania (wykorzystując do tego formularze udostępnione przez Komisję, równoważny formularz udostępniony przez państwo członkowskie lub specjalny system informatyczny opracowany przez państwo członkowskie) oraz wymagane dokumenty uzupełniające (art. 12 ust. 1):
  - a. dowody potwierdzające, że wszystkie poziomy dokładności odnotowane w planie monitorowania zostały osiągnięte (wymaga to oceny niepewności, której przeprowadzenie w większości przypadków może być bardzo proste, zob. sekcja 5.3);
  - b. wynik końcowej analizy ryzyka (→sekcja 5.5) wykazujący, że określony system kontroli odpowiednio ogranicza wystąpienie zidentyfikowanego ryzyka;
  - c. konieczne może być załączenie jeszcze innych dokumentów (na przykład opisu instalacji i schematu jej działania);
  - d. konieczne jest opracowanie pisemnych procedur, do których odwoływano się w planie monitorowania, choć nie muszą one zostać załączone do planu monitorowania złożonego do właściwego organu (zob. sekcja 5.4 dotycząca procedur).

Prowadzący instalację powinien upewnić się, że wszystkie wersje planu monitorowania, powiązanych dokumentów i procedur zostały wyraźnie oznaczone oraz dopilnować, by personel zawsze posługiwał się najnowszymi wersjami. Od

---

<sup>54</sup> Np. jeśli kilka działań może zajmować się danymi, należy wybrać najbardziej odpowiedni dział, z którym wiąże się najmniejsza liczba możliwości popełnienia błędu.

początku zaleca się opracowanie solidnego systemu zarządzania dokumentami.

**Nowe!**

## 5.2 Wybór prawidłowego poziomu dokładności

W porównaniu z MRG 2007 znacznie zmienił się system określania wymaganych minimalnych poziomów dokładności. Nowy system określono w art. 26 dotyczącym metod opartych na obliczeniach (tj. metodyki standardowej i bilansu masowego). **Nadrzędną regułą jest stosowanie przez prowadzącego instalację najwyższego poziomu dokładności określonego dla każdego parametru**<sup>55</sup>. Ten wymóg obejmuje bez wyjątków główne strumienie materiałów wsadowych w instalacjach kategorii B i C. Dla pozostałych strumieni materiałów wsadowych i mniejszych instalacji następujący zbiór zasad określa **wyjątki od reguły**:

1. W instalacjach z kategorii A zamiast najwyższych określonych poziomów dokładności należy stosować co najmniej poziomy dokładności określone w załączniku V do MRR dla głównych strumieni materiałów wsadowych.
2. Niezależnie od kategorii instalacji, w odniesieniu do współczynników obliczeniowych w przypadku znormalizowanych paliw handlowych<sup>56</sup> wymagane jest stosowanie tych samych poziomów dokładności określonych w załączniku V.
3. Jeśli prowadzący instalację wykaże w sposób przekonujący dla właściwego organu, że stosowanie poziomów dokładności zgodnie z wymogami opisanymi w poprzednich punktach pociągałoby za sobą nieracjonalne koszty (→ sekcja 4.6) lub jest technicznie niewykonalne (→ sekcja 4.6), prowadzący instalację może zastosować poziom dokładności, który jest:
  - o jeden poziom niższy w przypadku instalacji kategorii C;
  - o jeden lub o dwa poziomy niższy w przypadku instalacji kategorii B i A;

Najniższym możliwym poziomem dokładności jest zawsze poziom 1.

4. Jeśli osiągnięcie poziomów dokładności określonych w poprzednim punkcie nadal jest niewykonalne technicznie lub pociąga za sobą nieracjonalne koszty, właściwy organ może zezwolić prowadzącemu instalację na zastosowanie jeszcze niższego poziomu dokładności (przy czym najniższym możliwym jest poziom 1) przez okres przejściowy nie dłuższy niż trzy lata,

<sup>55</sup> Ta reguła właściwie nie jest nowa, ponieważ wprowadzono ją już w MRG 2004. Została ona jednak tymczasowo złagodzona podczas dwóch pierwszych etapów.

<sup>56</sup> Art. 3 ust. 31 zawiera następującą definicję: „znormalizowane paliwo handlowe” oznacza paliwa handlowe znormalizowane w skali międzynarodowej, wykazujące 95 % poziom ufności nieprzekraczający 1 % w zakresie ich podanej wartości opałowej, w tym olej napędowy, lekki olej opałowy, benzynę, naftę, kerozynę, etan, propan, butan, naftowe paliwo lotnicze (Jet A1 lub Jet A), paliwo do silników odrzutowych (Jet B) i benzynę lotniczą (AvGas). Uważa się, że znormalizowane paliwo handlowe jest łatwe do monitorowania. Dlatego też w art. 31 ust. 4 zezwolono, by traktować tak samo inne paliwa, które mają podobny stały skład: „Na wniosek prowadzącego instalację właściwy organ może pozwolić na wyznaczanie wartości opałowej i współczynników emisji paliw z zastosowaniem tych samych poziomów dokładności, które są wymagane w przypadku znormalizowanych paliw handlowych, pod warunkiem że prowadzący instalację przedstawi, co najmniej raz na trzy lata, dowody potwierdzające, że w ciągu ostatnich trzech lat zmienność wartości opałowej mieściła się w przedziale 1 %”.

pod warunkiem że prowadzący instalację przedstawi odpowiedni plan wprowadzenia w tym okresie koniecznych udoskonaleń.

Powyższe znajduje zastosowanie dla głównych strumieni materiałów wsadowych. W **przypadku pomniejszych strumieni materiałów wsadowych** na ogół dozwolone są niższe poziomy dokładności. Dlatego też w MRR zawarto postanowienie, które stanowi, że prowadzący instalację stosuje najwyższy poziom dokładności, który jest technicznie osiągalny i nie prowadzi do nieracjonalnych kosztów, przy czym stosuje co najmniej poziom dokładności 1. Oznacza to, że prowadzący instalację powinien najpierw zbadać, który poziom dokładności jest w rzeczywistości stosowany lub który można z łatwością zastosować. Następnie ten poziom dokładności jest określany w planie monitorowania<sup>57</sup>.

Oczekuje się, że również dla **strumieni materiałów wsadowych de minimis** prowadzący instalacje będą stosować poziomy dokładności równe 1 lub wyższe, jeśli jest to możliwe „bez dodatkowego wysiłku” (tj. bez istotnych kosztów). Mogą jednak mieć miejsce przypadki, w których osiągnięcie nawet poziomu dokładności 1 będzie wiązało się ze znacznymi lub nawet nieracjonalnymi kosztami. Dla takich przypadków w MRR przewidziano możliwość zastosowania metody zachowawczego<sup>58</sup> szacowania (jest to metoda nieuwzględniająca poziomów dokładności). Prowadzący instalację powinien opisać tę metodę w planie monitorowania.

W pewnych przypadkach **współczynniki obliczeniowe** podlegają **specjalnym regułom**:

- dla współczynników utleniania i konwersji prowadzący instalację może zastosować poziom dokładności 1 we wszystkich rodzajach instalacji (tj. może przyjąć, że wartość współczynnika wynosi 100%)<sup>59</sup>;
- w przypadku niektórych metod do obliczeń nie wymaga się wartości opałowej (NCV) paliw, ale należy ją podać wyłącznie ze względu na zachowanie spójności. Zgodnie z art. 26 ust. 5 ta reguła obejmuje:
  - paliwa, w przypadku których CA zezwolił na zastosowanie współczynników emisji wyrażonych w t CO<sub>2</sub> na tonę (lub Nm<sup>3</sup>) zamiast w t CO<sub>2</sub>/TJ;
  - paliwa, które wykorzystuje się jako wsad do procesu (jeśli współczynnik emisji nie jest wyrażony jako TJ);
  - paliwa, które stanowią część bilansu masowego, jak zostało to opisane w sekcji 4.3.2.

W takich przypadkach NCV można określić za pomocą niższego poziomu dokładności niż najwyższy, tj. za pomocą poziomu 1, 2a i 2b. Należy jednak zastosować najwyższy poziom dokładności, który nie wymaga dodatkowego wysiłku.

---

<sup>57</sup> Należy zauważyć, że plan monitorowania zawsze musi odzwierciedlać faktycznie stosowany poziom dokładności, nie zaś minimalny wymagany poziom dokładności. Zgodnie z ogólną zasadą prowadzący instalacje powinni dążyć do udoskonalenia swoich systemów monitorowania, jeśli tylko jest to możliwe.

<sup>58</sup> „zachowawczy” oznacza, że metoda nie doprowadzi do zbyt niskiego oszacowania wielkości emisji.

<sup>59</sup> Jest to objaśnienie treści art. 26 ust. 4 MRR, który zawiera wymóg „co najmniej najniższych poziomów dokładności zdefiniowanych w załączniku II”.

Cały system wymogów dotyczących wyboru poziomów dokładności dla metod opartych na obliczeniach podsumowano w tabeli nr 4.

**Uwaga:** Jeśli nie jest możliwe osiągnięcie nawet poziomu dokładności 1 dla danych dotyczących działalności lub współczynnika obliczeniowego głównego lub pomniejszego strumienia materiałów wsadowych, prowadzący instalację może rozważyć zastosowanie metodyki opartej na pomiarach (→ sekcja 4.3.3). Jeśli i w tym przypadku osiągnięcie nawet poziomu dokładności 1 nie jest możliwe, należy wziąć pod uwagę zastosowanie „metodyki rezerwowej” (→ sekcja **Błąd! Nie można odnaleźć źródła odwołania.**).

*Tabela nr 4: Podsumowanie wymogów dotyczących poziomów dokładności w odniesieniu do metod opartych na obliczeniach. Należy zauważyć, że jest to jedynie krótki przegląd takich wymogów. W celu zapoznania się ze szczegółowymi informacjami należy przeczytać całą niniejszą sekcję.*

<b>Strumień materiałów wsadowych</b>	<b>Kategoria A</b>	<b>Kategoria B</b>	<b>Kategoria C</b>
główny	załącznik V	najwyższy	najwyższy
główny, ale wymagany poziom dokładności jest niewykonalny technicznie i pociąga za sobą nieracjonalne koszty	do 2 poziomów niższy, przy czym nie niższy niż poziom 1	do 2 poziomów niższy, przy czym nie niższy niż poziom 1	do 1 poziomu niższy, przy czym nie niższy niż poziom 1
główny, ale wymagany poziom dokładności jest niewykonalny technicznie i pociąga za sobą nieracjonalne koszty; plan udoskonaleń (okres przejściowy nie dłuższy niż 3 lata)	co najmniej poziom 1	co najmniej poziom 1	co najmniej poziom 1
pomniejszy	najwyższy wykonalny technicznie poziom, który nie pociąga za sobą nieracjonalnych kosztów (co najmniej poziom 1)		
<i>de minimis</i>	Zachowawcze szacowanie, chyba że określony poziom dokładności jest osiągalny bez dodatkowego wysiłku		

**W przypadku metod opartych na pomiarach** w art. 41 określono podobną hierarchię metod: w odniesieniu do źródeł głównych, tj. źródeł emitujących więcej niż 5 tys. t CO<sub>2</sub> rocznie lub więcej niż 10 % emisji z instalacji, należy stosować najwyższy poziom dokładności. W odniesieniu do mniejszych źródeł emisji można stosować następnym niższy poziom dokładności. Jeśli prowadzący instalację wykaże konieczność ponoszenia nieracjonalnych kosztów (→ sekcja 4.6.1) lub to, że osiągnięcie poziomu nie jest wykonalne technicznie, możliwe jest zastosowanie jeszcze niższego poziomu dokładności (nie niższego jednak niż poziom 1).



I w tym przypadku jeśli osiągnięcie nawet poziomu dokładności 1 nie jest możliwe, prowadzący instalację może być zmuszony zastosować metodykę rezerwową.

**Ważna informacja:** Plan monitorowania zawsze musi odzwierciedlać faktycznie stosowany poziom dokładności, nie zaś minimalny wymagany poziom dokładności. Zgodnie z ogólną zasadą prowadzący instalacje powinni dążyć do doskonalenia swoich systemów monitorowania, jeśli tylko jest to możliwe.



## 5.3 Ocena niepewności jako dokument uzupełniający

### 5.3.1 Ogólne wymagania

Jak pokazano w sekcji 6.1.1, poziomy dokładności dla danych dotyczących działalności wyraża się za pomocą określonej „maksymalnej dopuszczalnej niepewności przez cały okres sprawozdawczy”. Składając nowy lub zaktualizowany plan monitorowania, prowadzący instalację musi wykazać, że zastosowana przez niego metodyka monitorowania (a w szczególności wykorzystywane przyrządy pomiarowe) jest zgodna z takimi poziomami niepewności. Zgodnie z art. 12 ust. 1 prowadzący instalację wykazuje taką zgodność, składając wraz z planem monitorowania ocenę niepewności w charakterze dokumentu uzupełniającego. (Uwaga: instalacje o niskim poziomie emisji (→ sekcja 4.4.2) są zwolnione z tego wymogu).

Taki dokument uzupełniający powinien zawierać następujące informacje:

- dowody potwierdzające zgodność z progami niepewności dla danych dotyczących działalności;
- dowody potwierdzające zgodność z wartością niepewności wymaganą dla współczynników obliczeniowych, jeśli znajduje to zastosowanie<sup>60</sup>;
- dowody potwierdzające spełnianie wymogów w zakresie niepewności w odniesieniu do metod opartych na pomiarach, jeśli znajduje to zastosowanie;
- W przypadku stosowania metody rezerwowej dla co najmniej części instalacji należy przedstawić ocenę niepewności dla całkowitej wielkości emisji z instalacji.

Jednocześnie prowadzącym instalacje zaleca się opracowanie praktycznej procedury umożliwiającej regularne powtarzanie takiej oceny<sup>61</sup>.

W przypadku danych dotyczących działalności ocena powinna zawierać (art. 28 ust. 2, na zasadzie analogii wymagana również na mocy art. 29):

- określoną niepewność zastosowanych urządzeń pomiarowych;
- niepewność związaną z wzorcowaniem; oraz

<sup>60</sup> Ten wymóg ma zastosowanie, wyłącznie jeśli częstotliwość pobierania próbek do analiz określa się na podstawie zasady 1/3 wartości niepewności związanej z danymi dotyczącymi działalności (art. 35 ust. 2). W celu zapoznania się z bardziej szczegółowymi informacjami zob. sekcja 6.2.2.

<sup>61</sup> Taka procedura musi zostać przywołana w planie monitorowania zgodnie z załącznikiem I, sekcja 1, punkt 1 lit. c), podpunkt ii) i jest konieczna w celu spełnienia wymogów określonych w art. 28 ust. 1 i w art. 22, jeśli znajdują one zastosowanie.

- wszelką dodatkową niepewność związaną ze sposobem użycia przyrządów pomiarowych w praktyce.
- Ponadto należy uwzględnić również wpływ wartości niepewności związanej z określeniem ilości zapasów na początku lub na końcu roku, jeśli jest to istotne. Taka ilość zapasów jest istotna, jeśli:
  - ilość paliwa lub materiału określa się na podstawie pomiarów partii, nie zaś na podstawie ciągłych pomiarów, tj. w większości przypadków wtedy, gdy wykorzystuje się dane z faktur;
  - w miejscach składowania można umieścić co najmniej 5 % zużywaną rocznie ilość rozpatrywanego paliwa lub materiału; oraz
  - instalacja nie jest instalacją o niskim poziomie emisji (→ sekcja 4.4.2).

### 5.3.2 Uproszczenia

Uproszczono!

Jak wspomiano już w tej sekcji oraz w sekcji 4.7, pojęcie niepewności obejmuje kilka źródeł niepewności, a zwłaszcza błędy, które zwykle spowodowane są brakiem precyzji (zasadniczo jest to niepewność miernika zgodna ze specyfikacją przedstawioną przez producenta i dotycząca stosowania miernika w odpowiednim środowisku i z zachowaniem pewnych warunków instalacji, na przykład długości prostych rurociągów przed przepływomierzem i za nim) oraz brakiem dokładności (np. spowodowanym zużyciem lub korozją przyrządu, co może skutkować dryftem). Dlatego też w MRR zawarto wymóg przeprowadzenia oceny niepewności w celu uwzględnienia niepewności przyrządu pomiarowego, a także wpływu związanego z jego wzorcowaniem oraz wszystkich innych potencjalnych parametrów mających wpływ na niepewność pomiaru. W praktyce jednak taka ocena niepewności jest trudnym zadaniem i przekracza możliwości zasobów wielu prowadzących instalacje. W związku z powyższym w MRR przewidziano kilka praktycznych uproszczeń.

#### 5.3.2.1 Uproszczenie oparte na podejściu wywodzącym się z ETSG

W odniesieniu do drugiego etapu EU ETS w tzw. wytycznych ETSG zaproponowano uproszczone podejście, które przewiduje możliwość określenia całkowitej niepewności dla danych dotyczących działalności związanych ze strumieniem materiałów wsadowych jako przybliżenia na podstawie wartości niepewności dla danego rodzaju przyrządu, pod warunkiem że w wystarczający sposób ograniczone zostaną inne źródła niepewności. Uznaje się, że takie inne źródła niepewności są wystarczająco ograniczone w szczególności, jeśli przyrząd zainstalowano z zachowaniem pewnych warunków. Wytyczne ETSG zawierają listę rodzajów przyrządów i warunków ich instalowania, która ma za zadanie pomóc użytkownikowi w zastosowaniu takiego podejścia.

W MRR zachowano podejście oparte na tej zasadzie i umożliwiono prowadzącemu instalację zastosowanie „błędu granicznego dopuszczalnego (MPE) w

użytkowaniu<sup>62</sup>, określonego dla przyrządów jako całkowita niepewność, pod warunkiem że przyrządy pomiarowe zainstalowane są w środowisku odpowiadającym ich specyfikacji użytkowania. Jeśli nie ma dostępnych informacji na temat MPE w użytkowaniu lub jeśli prowadzący instalację może osiągnąć lepsze wartości niż wartości domyślne, można wykorzystać wartość niepewności osiągniętą w drodze wzorcowania, pomnożoną przez zachowawczy współczynnik korekty, aby uwzględnić wyższą niepewność dla przyrządu „w użytkowaniu”.

W MRR nie określono dokładniej źródła informacji dla MPE w użytkowaniu ani odpowiednich specyfikacji użytkowania, zapewniając tym samym prowadzącym instalacje pewną elastyczność. Można założyć, że takimi odpowiednimi źródłami są specyfikacje producenta, specyfikacje oparte na prawnej kontroli metrologicznej, a także wytyczne, na przykład wytyczne przedstawione przez Komisję.

### 5.3.2.2 Opieranie się na krajowej prawnej kontroli metrologicznej

Kolejnym uproszczeniem przewidzianym w MRR jest praktyka, która wprowadza jeszcze prostszą procedurę. Jeśli prowadzący instalację wykaże w sposób przekonujący dla właściwego organu, że przyrząd pomiarowy podlega krajowej prawnej kontroli metrologicznej, jako wartość niepewności można zastosować MPE (w użytkowaniu) zgodny z ustawodawstwem w sprawie kontroli metrologicznej, bez konieczności przedstawiania dalszych dowodów<sup>63</sup>.

### 5.3.2.3 Instalacje o niskim poziomie emisji

W art. 47 ust. 4 i 5 zawarto postanowienia całkowicie zwalniające prowadzących instalacje o niskimi poziomem emisji (→ sekcja 4.4.2) z obowiązku składania oceny niepewności, jeśli dane dotyczące działalności oparte są na rejestrach zakupów.



### 5.3.3 Dalsze wytyczne

Temat oceny niepewności, a także powiązane tematy, takie jak wartości domyślne dla MPE i warunki użytkowania często stosowanych rodzajów przyrządów, omówiono w wytycznych nr 4 (zob. sekcja 2.3).



## 5.4 Procedury a plan monitorowania

Plan monitorowania powinien gwarantować, że przez wszystkie lata prowadzący instalację przeprowadzi wszystkie działania związane z monitorowaniem w sposób spójny, tak jakby postępował według przepisów z książki kucharskiej. Aby zapobiec brakom lub dowolnym zmianom wprowadzanym przez prowadzącego instalację, wymagane jest zatwierdzenie planu przez właściwy organ. Działania związane z monitorowaniem zawsze jednak obejmują elementy, które mają mniejsze znaczenie lub które mogą często ulegać zmianom.

<sup>62</sup> Wartość MPE w użytkowaniu jest znacznie wyższa niż wartość MPE nowego przyrządu. MPE w użytkowaniu jest często wyrażana jako współczynnik pomnożony przez MPE nowego przyrządu.

<sup>63</sup> Zamysłem takiego podejścia jest sprawowanie kontroli nie przez właściwy organ odpowiedzialny za EU ETS, ale inny organ, który odpowiada za kwestie związane z kontrolą metrologiczną. Dzięki temu unika się ustanawiania podwójnych regulacji oraz zmniejsza obciążenie administracyjne.

W MRR przewidziano dla takich sytuacji pomocne narzędzie. Takie działania związane z monitorowaniem mogą (a nawet powinny) zostać opisane w „pisemnych procedurach”<sup>64</sup>, które są przywołane i krótko opisane w planie monitorowania, ale bez uwzględniania ich szczegółowej treści. Takie procedury są ściśle powiązane z planem monitorowania, jednak nie stanowią jego części. Należy je opisać w planie monitorowania na tyle dokładnie, by właściwy organ mógł zrozumieć treść procedury i w sposób uzasadniony założyć, że prowadzący instalację posiada pełną dokumentację procedury oraz realizuje ją w ramach instalacji. Pełną treść procedury należy dostarczyć właściwemu organowi jedynie na jego żądanie. Prowadzący instalację ponadto udostępnia procedury do celów weryfikacji (art. 12 ust. 2). W związku z powyższym prowadzący instalację jest w pełni odpowiedzialny za procedurę. Dzięki temu może w elastyczny sposób w zależności od potrzeb wprowadzać zmiany w procedurach bez konieczności aktualizacji planu monitorowania, pod warunkiem że treść procedury pozostaje w granicach określonych jej opisem zawartym w planie monitorowania.

MRR zawiera kilka elementów, które domyślnie należy opisać za pomocą pisemnych procedur, na przykład:

- zarządzenie obowiązkami i kompetencjami personelu;
- przepływ danych i procedury kontrolne (→ sekcja 5.5);
- środki zapewniania jakości;
- metoda szacowania dla danych zastępczych w miejscach, gdzie wykryto luki w danych;
- regularny przegląd planu monitorowania pod kątem jego odpowiedniości (włącznie z oceną niepewności w stosownych przypadkach);
- plan pobierania próbek<sup>65</sup>, jeśli znajduje zastosowanie (→ zob. sekcja 6.2.2), oraz procedura dotycząca przeglądu planu pobierania próbek, w stosownych przypadkach;
- procedury określające metody analiz, jeśli znajdują zastosowanie;
- procedury dotyczące wykazywania zgodności z wymogami równoważnymi wymogom określonym w normie EN ISO/IEC 17025 dotyczącej akredytowanych laboratoriów, jeśli znajduje to zastosowanie;
- procedura dotycząca przeprowadzenia oceny niepewności w przypadku stosowania metod rezerwowych (→ sekcja **Błąd! Nie można odnaleźć źródła odwołania.**);
- procedury dotyczące stosowania metod opartych na pomiarach, w tym przeprowadzania obliczeń potwierdzających i odejmowania emisji z biomas, w stosownych przypadkach;
- wyłącznie w przypadku sformułowania takiego wymogu przez państwo członkowskie: procedura zapewniająca spełnianie wymogów określonych w art. 24 ust. 1 CIMS.

Ponadto w MRR określono, jak powinien wyglądać opis procedury w planie monitorowania. Proszę zauważyć, że w przypadku prostych instalacji takie procedury również będą zazwyczaj bardzo proste i zrozumiałe. Jeśli procedura jest

---

<sup>64</sup> Art. 11 ust. 1, drugi akapit: „Plan monitorowania uzupełniają pisemne procedury, które prowadzący instalację lub operator statku powietrznego ustanawia, dokumentuje, wdraża i utrzymuje do celów działań prowadzonych w ramach planu monitorowania, stosownie do sytuacji”.

<sup>65</sup> Zawierający informacje o metodyce przygotowania próbek, w tym o obowiązkach, lokalizacjach, częstotliwościach i ilościach, a także o metodyce przechowywania i transportu próbek (art. 33).

bardzo prosta, pomocne okazać się może wykorzystanie tekstu procedury również jako „opisu” procedury, jaki należy zawrzeć w planie monitorowania.



#### **Przykład procedury:**

Prowadzący instalację może zastosować jako paliwo różne frakcje odpadów komunalnych lub przemysłowych. Jeśli każdy rodzaj odpadów miałby zostać uznany za osobny strumień materiałów wsadowych, prowadzący instalację musiałby aktualizować plan monitorowania przy każdej nowej dostawie odpadów. Właściwy organ musiałby również za każdym razem formalnie zatwierdzać taki plan monitorowania. Takiej sytuacji nie może więc uznać za praktyczną, zwłaszcza jeśli metoda monitorowania jest zawsze ta sama (np. ten sam stosowany bilans, takie same metody pobierania próbek i analiz).

Uwaga: Niniejszy przykład nie podważa ważności innych prawnych wymogów dotyczących spalania odpadów, takich jak na przykład wymogi określone w dyrektywie w sprawie emisji przemysłowych (IED, dyrektywa 2010/75/UE). Na potrzeby niniejszego przykładu założono, że wspomniane różne rodzaje odpadów nie naruszają żadnych warunków wydania zezwolenia ani innych prawnych wymogów. Skupiono się tu wyłącznie na aspektach związanych z monitorowaniem w ramach EU ETS.

Rozwiązanie problemu związanego z monitorowaniem: Zanim prowadzący instalację zastosuje metodykę monitorowania określoną w planie monitorowania, wykorzystuje procedurę w celu sprawdzenia, czy dostarczone odpady mieszczą się w granicach określonego strumienia materiałów wsadowych. Procedura taka może wyglądać następująco:

1. Personel pracujący przy bramie wjazdowej jest poinstruowany, by każdą dostawę materiału odpadowego zgłaszać RSM (kierownikowi zmiany ds. ETS)<sup>66</sup>.
2. Kierownik sprawdza, czy dostarczone odpady spełniają wymogi normy jakości określonej w procedurze <procedura x.y.1>. Procedura taka stanowi że:
  - a. jedynie odpady z określonymi numerami katalogu odpadów są dozwolone przez właściwy organ;
  - b. w instalacji można stosować jedynie pewne wartości opałowe, poziom wilgotności oraz wielkość cząstki;
  - c. w przypadku wątpliwości RSM żąda przeprowadzenia odpowiednich analiz przez laboratorium znajdujące się na terenie zakładu.
3. Jeśli odpady nie spełniają wymogów procedury <procedura x.y.1>, muszą zostać składowane do czasu określenia współczynników obliczeniowych. W takim przypadku takie odpady wpisuje się na listę nowych materiałów, które zostają zgłoszone właściwemu organowi każdego roku w pierwszym tygodniu listopada.
4. Następnie takie odpady mogą zostać wykorzystane w instalacji. RSM wpisuje masę zapisaną w potwierdzeniu dostawy, a także współczynniki obliczeniowe do dziennika danych, w pliku pod nazwą „E:\Raw data\SourceStreamData.xls”, arkusz „dziennik odpadów”.

<sup>66</sup> Proszę zauważyć, że używać należy tu nie nazwisk odpowiedzialnych osób, lecz nazwy stanowiska, aby zmiana na stanowisku nie pociągała za sobą zbędnych aktualizacji.

<Koniec procedury>



Tabela nr 5 i tabela nr 6 wskazują informacje, jakie muszą znaleźć się w planie monitorowania w przypadku każdej procedury (art. 12 ust. 2) oraz przytacza przykłady procedur.

*Tabela nr 5: Przykład związany z zarządzaniem personelem. Elementy pisemnej procedury, jakie muszą znaleźć się w jej opisie w planie monitorowania.*

<b>Pozycja zgodnie z art. 12 ust. 2</b>	<b>Przykładowa treść</b>
Tytuł procedury	Zarządzanie personelem w ramach ETS
Identyfikowalne i weryfikowalne odniesienie umożliwiające identyfikację procedury	ETS 01-P
Stanowisko lub wydział odpowiedzialne za wdrożenie procedury oraz stanowisko lub wydział odpowiedzialne za zarządzanie powiązanymi danymi (jeśli inne)	zastępca kierownika działu ds. BHP, Jakości i Ochrony Środowiska
Krótki opis procedury <sup>67</sup>	<ul style="list-style-type: none"><li>Osoba odpowiedzialna przechowuje listę pracowników zaangażowanych w działania związane z zarządzaniem danymi w ramach ETS.</li><li>Osoba odpowiedzialna odbywa z każdą osobą zaangażowaną w proces co najmniej jedno spotkanie rocznie oraz co najmniej 4 spotkania z kluczowymi pracownikami, zgodnie z wymogami określonymi w załączniku do procedury; Cel: identyfikacja potrzeb szkoleniowych.</li><li>Osoba odpowiedzialna zarządza szkoleniami wewnętrznymi i zewnętrznymi zgodnie z zidentyfikowanymi potrzebami.</li></ul>
Lokalizacja odnośnych rejestrów i informacji	Wersja papierowa: Biuro Działu ds. BHP, Jakości i Ochrony Środowiska, półka 27/9, folder z oznaczeniem „ETS 01-P” Wersja elektroniczna: „P:\ETS_MRV\manag\ETS_01-P.xls”
W stosownych przypadkach nazwa używanego systemu komputerowego	Nie dotyczy (normalne dyski sieciowe)
W stosownych przypadkach wykaz norm EN lub innych zastosowanych norm	Nie dotyczy

<sup>67</sup> Ten opis musi być na tyle przejrzysty, aby prowadzący instalację, właściwy organ oraz weryfikator mogli zrozumieć kluczowe parametry oraz wykonywane działania.

Tabela nr 6: Przykładowy opis pisemnej procedury zawarty w planie monitorowania, związany z zarządzaniem jakością. Instalacja w tym przykładzie jest stosunkowo złożona.

Pozycja zgodnie z art. 12 ust. 2	Przykładowa treść
Tytuł procedury	Zarządzanie jakością w odniesieniu do przyrządów w ramach ETS
Identyfikowalne i weryfikowalne odniesienie umożliwiające identyfikację procedury	QM 27-ETS
Stanowisko lub wydział odpowiedzialne za wdrożenie procedury oraz stanowisko lub wydział odpowiedzialne za zarządzanie powiązanymi danymi (jeśli inne)	Pracownik wyższego szczebla ds. kwestii środowiskowych / Dział 2
Krótki opis procedury	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Osoba odpowiedzialna prowadzi kalendarz odpowiednich wzorcowań oraz konserwacji dla wszystkich przyrządów wymienionych w tabeli X.9 planu monitorowania.</li> <li>• Osoba odpowiedzialna co tydzień sprawdza, czy zgodnie z kalendarzem w ciągu następujących 4 tygodni wymagane są jakieś działania związane z zarządzaniem jakością. W stosownych przypadkach osoba odpowiedzialna rezerwuje zasoby potrzebne do realizacji takich działań podczas cotygodniowych spotkań z kierownikiem zakładu.</li> <li>• Osoba odpowiedzialna w razie potrzeby angażuje zewnętrznych ekspertów (instytuty zajmujące się wzorcowaniem).</li> <li>• Osoba odpowiedzialna dopilnowuje, by w uzgodnionych datach przeprowadzono działania związane z zarządzaniem jakością.</li> <li>• Osoba odpowiedzialna prowadzi dokumentację wymienionych powyżej działań związanych z zarządzaniem jakością.</li> <li>• Osoba odpowiedzialna przedstawia kierownikowi zakładu sprawozdania z realizacji koniecznych działań naprawczych.</li> <li>• Działania naprawcze przeprowadza się zgodnie z procedurą QM 28-ETS.</li> </ul>
Lokalizacja odnośnych rejestrów i informacji	<p>Wersja papierowa: Biuro HS3/27, półka 3, folder z oznaczeniem „QM 27-ETS - nnnn” (nnnn=rok)</p> <p>Wersja elektroniczna: „Z:\ETS_MRV\QM\calibr_log.pst”</p>
W stosownych przypadkach nazwa używanego systemu komputerowego	Kalendarz programu MS Outlook, używany również do przechowywania dokumentów jako załączników ułożonych w kolejności chronologicznej



<b>Pozycja zgodnie z art. 12 ust. 2</b>	<b>Przykładowa treść</b>
W stosownych przypadkach wykaz norm EN lub innych zastosowanych norm	Obowiązujące normy wymieniono w wykazie przyrządów (dokument ETS-Instr-A1.xls). Niniejszy dokument udostępnia się właściwemu organowi i weryfikatorowi na żądanie.



## 5.5 Przepływ danych i system kontroli

Monitorowanie danych dotyczących emisji to więcej niż tylko odczytywanie danych z przyrządów czy analizy chemiczne. Bardzo ważne jest dopilnowanie, aby wytwarzanie, zbieranie, przetwarzanie i przechowywanie danych odbywało się w sposób kontrolowany. Prowadzący instalację musi zatem opracować instrukcje dotyczące tego, „kto zbiera dane, skąd je pozyskuje i co z nimi robi”. Te „działania w zakresie przepływu danych” (art. 57) stanowią część planu monitorowania (lub też w stosownych przypadkach są opisane w pisemnych procedurach (zob. sekcja 5.4)). Schemat przepływu danych jest często użytecznym narzędziem do analizy lub wprowadzania procedur przepływu danych. Przykłady działań w zakresie przepływu danych obejmują odczytywanie danych z przyrządów, wysyłanie próbek do laboratorium i otrzymywanie wyników, agregowanie danych, obliczanie wielkości emisji na podstawie różnych parametrów oraz przechowywanie wszystkich odnośnych informacji do późniejszego wykorzystania.

Ponieważ czynności te wykonują ludzie (i często korzystają z różnych systemów informatycznych), można się spodziewać pomyłek. W MRR wymaga się zatem, aby prowadzący instalację ustanowił skuteczny system kontroli (art. 58). Obejmuje on dwa elementy:

- ocenę ryzyka oraz
- działania kontrolne mające na celu minimalizację zidentyfikowanych czynników ryzyka.

„Ryzyko” to parametr, w którym uwzględnia się oba te elementy – prawdopodobieństwo zdarzenia oraz jego skutki. W kontekście monitorowania emisji ryzyko dotyczy prawdopodobieństwa powstania nieprawidłowości (pominięcie, podanie niereprezentatywnych lub błędnych danych) oraz ich wpływu na wartość rocznej wielkości emisji.

Podczas oceny ryzyka prowadzący instalację analizuje dla każdego punktu przepływu danych, który jest niezbędny do monitorowania emisji z całej instalacji, czy istnieje tam ryzyko powstania nieprawidłowości. Ryzyko to zazwyczaj wyraża się poprzez parametry jakościowe (niskie, średnie wysokie) bez przypisywania mu dokładnych wartości. Prowadzący instalację ocenia następnie potencjalne powody powstania nieprawidłowości (takie jak przenoszenie papierowych egzemplarzy z jednego działu do drugiego, podczas którego mogą wystąpić opóźnienia, czy też mogą powstać błędy przy kopiowaniu i wklejaniu), oraz wskazuje środki zmniejszenia takiego ryzyka, np. wysyłanie danych w postaci elektronicznej i przechowywanie kopii papierowych w pierwszym dziale; wyszukiwanie duplikatów lub luk w danych w arkuszach kalkulacyjnych, sprawdzenie przez niezależną osobę („zasada dwóch par oczu”)...

Wskazane środki zmniejszenia ryzyka są wdrażane. Następnie ocenę ryzyka przeprowadza się ponownie z uwzględnieniem nowego (mniejszego) ryzyka do momentu, aż prowadzący instalację uzna, że ryzyko, które pozostało, jest wy-

*Nowe!*

**Nowe!**

starczająco niskie, aby można było stworzyć wolny od istotnych nieprawidłowości roczny raport na temat wielkości emisji<sup>68</sup>.

Działania kontrolne są podane w pisemnych procedurach i wspomniane w planie monitorowania. Wyniki oceny ryzyka (z uwzględnieniem działań kontrolnych) przedkłada się jako dokumentację uzupełniającą właściwemu organowi w momencie złożenia przez prowadzącego instalację wniosku o zatwierdzenie planu monitorowania.

Prowadzący instalacje mają obowiązek ustalić i utrzymywać pisemne procedury dotyczące działań kontrolnych obejmujących co najmniej (zgodnie z art. 58 ust. 3):

- a) zapewnianie jakości urządzeń pomiarowych;
- b) zapewnianie jakości systemu informatycznego wykorzystywanego do celów działań w zakresie przepływu danych, w tym technologii komputerowych służących do kontroli procesu;
- c) podział obowiązków odnoszących się do działań w zakresie przepływu danych i działań kontrolnych, a także zarządzanie niezbędnymi kompetencjami;
- d) wewnętrzne przeglądy i walidację danych;
- e) korekty i działania naprawcze;
- f) kontrolę procesów zleczanych na zewnątrz;
- g) prowadzenie rejestrów i dokumentacji, w tym zarządzanie wersjami dokumentów.



**Uproszczono!**

**Instalacje o niskim poziomie emisji:** na mocy art. 47 ust. 3 prowadzący instalację o niskim poziomie emisji (→ sekcja 4.4.2) są zwolnieni z obowiązku przedłożenia analizy ryzyka przy zgłaszaniu planu monitorowania do zatwierdzenia właściwemu organowi. Przeprowadzenie analizy ryzyka będzie jednak użyteczne dla ich własnych celów. Korzyści to zmniejszenie ryzyka zgłoszenia zbyt małej wielkości emisji, niedostatecznego umorzenia uprawnień i w konsekwencji kar, jak również zgłoszenia zbyt dużej wielkości emisji i nadmiernego umorzenia.



Należy zauważyć, że planowane jest również wydanie dedykowanego dokumentu zawierającego bardziej szczegółowe informacje o działaniach w zakresie przepływu danych i systemie kontroli (w tym analizie ryzyka).

<sup>68</sup> Prowadzący instalację powinien dążyć do tego, by jego raporty na temat wielkości emisji były wolne od błędów (art. 7: prowadzący instalację „dochowują należytej staranności w celu zagwarantowania, że obliczenia i pomiary emisji wykazują najwyższy osiągalny stopień dokładności”). Weryfikacja nie może jednak dać stuprocentowej pewności. Ma raczej na celu osiągnięcie wystarczającego poziomu pewności, że sprawozdanie nie zawiera istotnych nieprawidłowości. Dalsze informacje można znaleźć w odnośnych wytycznych dotyczących AVR (zob. sekcja 2.3).

## 5.6 Aktualizacja planu monitorowania

Plan monitorowania musi zawsze odzwierciedlać aktualny charakter i funkcjonowanie instalacji. W przypadku gdy zmianie ulegną praktyczne uwarunkowania danej instalacji, na przykład na skutek zmian dotyczących technologii, procesu, rodzaju paliwa, materiałów, sprzętu pomiarowego, systemów informacyjnych czy struktur organizacyjnych (tj. zadań personelu), tam, gdzie jest to istotne dla monitorowania emisji, metodykę monitorowania należy zaktualizować (art. 14)<sup>69</sup>. W zależności od charakteru tych zmian może mieć miejsce jedna z następujących sytuacji:

- jeżeli aktualizacji wymaga jeden z elementów planu monitorowania, zachodzi jedna z możliwości:
  - zmiana w planie monitorowania jest istotna. Sytuację tę omówiono w sekcji 5.6.1. W razie wątpliwości prowadzący instalację musi założyć, że zmiana jest istotna.
  - zmiana w planie monitorowania nie jest istotna. W tym przypadku ma zastosowanie procedura opisana w sekcji 5.6.2.
- aktualizacji wymaga element pisemnej procedury. Jeżeli nie wpływa to na opis procedury w planie monitorowania, prowadzący instalację dokonuje aktualizacji na własną odpowiedzialność, bez powiadamiania właściwego organu.

Te same sytuacje mogą być konsekwencją wymogu, aby w sposób ciągły poprawiać metodykę monitorowania (zob. sekcja 5.7).

W art. 16 ust. 3 MRR określono również wymogi dla rejestracji zmian dotyczących wszelkich aktualizacji planu monitorowania, takie jak wymóg utrzymywania kompletnej historii aktualizacji planu monitorowania, co pozwala na w pełni przejrzystą ścieżkę audytu, w tym prowadzonego dla celów pracy weryfikatora.

Za najlepszą praktykę dla osiągnięcia tego celu uważa się korzystanie przez prowadzącego instalację z „dziennika zmian”, w którym zapisuje się wszystkie niebędące istotnymi zmiany w planie monitorowania i procedurach, jak również wszystkie wersje przedłożonych i zatwierdzonych planów monitorowania. Uzupełnieniem musi być pisemna procedura regularnego sprawdzania, czy plan monitorowania jest aktualny (art. 14 ust. 1 oraz punkt 1 lit. c) sekcji 1 załącznika I).



<sup>69</sup> W art. 14 ust. 2 podano niewyczerpującą listę sytuacji, w których aktualizacja planu monitorowania jest obowiązkowa:  
„a) wystąpienia nowych emisji spowodowanych nowymi rodzajami działalności lub użyciem nowych paliw bądź materiałów, nieuwzględnionych jeszcze w planie monitorowania;  
b) zmiany dostępności danych, spowodowanej użyciem nowych typów przyrządów pomiarowych, metod pobierania próbek lub metod analitycznych bądź innymi przyczynami, prowadzącej do większej dokładności w wyznaczaniu wielkości emisji;  
c) stwierdzenia nieprawidłowości danych uzyskanych przy zastosowaniu dotychczasowej metodyki monitorowania;  
d) zmiany w planie monitorowania skutkującej poprawą dokładności zgłaszanych danych, chyba że nie jest to technicznie wykonalne lub prowadzi do nieracjonalnych kosztów;  
e) plan monitorowania nie jest zgodny z wymogami niniejszego rozporządzenia, a właściwy organ zażądał od prowadzącego instalację lub operatora statku powietrznego wprowadzenia zmian w takim planie;  
f) konieczna jest odpowiedź na sugestie dotyczące udoskonaleń planu monitorowania zawarte w sprawozdaniu z weryfikacji.”

### 5.6.1 Istotne zmiany

W razie konieczności wprowadzenia istotnej zmiany do planu monitorowania prowadzący instalację bezzwłocznie zgłasza aktualizację właściwemu organowi. Właściwy organ następnie musi ocenić, czy zmiana jest faktycznie istotna. W art. 15 ust. 3 podano (niewyczerpującą) listę aktualizacji planu monitorowania, które uznawane są za istotne<sup>70</sup>. Jeżeli zmiana nie jest istotna, zastosowanie ma procedura opisana w sekcji 5.6.2. W przypadku istotnych zmian właściwy organ przeprowadza następnie zwykłą procedurę zatwierdzania planów monitorowania<sup>71</sup>.

Procedura zatwierdzania może w niektórych przypadkach zająć więcej czasu niż fizyczne modyfikacje instalacji (np. w przypadku wprowadzenia nowych strumieni materiałów wsadowych do monitorowania). Właściwy organ może ponadto uznać aktualizację planu monitorowania dokonaną przez prowadzącego instalację za niekompletną lub nieadekwatną i może zażądać dokonania dodatkowych zmian w planie monitorowania. A zatem monitorowanie prowadzone według starego planu monitorowania może być niekompletne lub dawać niedokładne wyniki, podczas gdy prowadzący instalację nie jest pewien, czy nowy plan monitorowania zostanie zatwierdzony zgodnie z jego wnioskiem. W MRR przewidziano w takim przypadku podejście pragmatyczne:

*Nowe!*

zgodnie z art. 16 ust. 1 prowadzący instalację niezwłocznie rozpoczyna stosowanie nowego planu monitorowania, jeśli może w sposób uzasadniony założyć, że zaktualizowany plan monitorowania zostanie zatwierdzony zgodnie z wnioskiem. Może tak być np. w przypadku wprowadzenia dodatkowego rodzaju paliwa, które będzie monitorowane za pomocą tych samych poziomów dokładności, co porównywalny typ paliwa używanego w tej instalacji. W przypadku gdy nowy plan monitorowania nie ma jeszcze zastosowania, ponieważ sytuacja w instalacji ma ulec zmianie dopiero po zatwierdzeniu planu monitorowania przez właściwy organ, monitorowanie należy prowadzić według poprzedniego planu monitorowania do czasu zatwierdzenia nowego planu.

<sup>70</sup> Art. 15 ust. 3:

3. Istotne zmiany w planie monitorowania instalacji obejmują co następuje:
- a) zmiany kategorii instalacji;
  - b) niezależnie od art. 47 ust. 8, zmiany dotyczące statusu instalacji jako instalacji o niskim poziomie emisji;
  - c) zmiany źródeł emisji;
  - d) zastąpienie metodyki wyznaczania wielkości emisji opartej na obliczeniach metodyką opartą na pomiarach lub odwrotnie;
  - e) zmianę stosowanego poziomu dokładności;
  - f) wprowadzenie nowych strumieni materiałów wsadowych;
  - g) zmianę kategoryzacji strumieni materiałów wsadowych – między kategoriami strumieni materiałów wsadowych głównych, pomniejszych lub de minimis;
  - h) zmianę domyślnej wartości współczynnika obliczeniowego, jeśli wartość ma być określona w planie monitorowania;
  - i) wprowadzenie nowych procedur dotyczących pobierania próbek, analizy lub kalibracji, jeśli zmiany w tych procedurach mają bezpośredni wpływ na dokładność danych dotyczących emisji;
  - j) wdrożenie lub przyjęcie metodyki określania ilościowego w odniesieniu do emisji z wycieku w składowiskach.

<sup>71</sup> Procedura ta może się różnić pomiędzy państwami członkowskimi. Zazwyczaj obejmuje ona sprawdzenie kompletności dostarczonych informacji, adekwatności nowego planu monitorowania do zmienionej sytuacji w instalacji oraz zgodności z MRR. Właściwy organ może również odrzucić nowy plan monitorowania bądź zażądać dalszych udoskonaleń. Może też dojść do wniosku, że proponowane zmiany nie są zmianami istotnymi.

Jeżeli prowadzący instalację nie ma pewności, czy właściwy organ zaakceptuje zmiany, prowadzi on monitorowanie równoległe zgodnie zarówno z aktualizowanym, jak i z nowym planem monitorowania (art. 16 ust. 1). Po otrzymaniu zatwierdzenia ze strony właściwego organu prowadzący instalację wykorzystuje tylko dane otrzymane zgodnie z nowym, zatwierdzonym planem monitorowania (art. 16 ust. 2).



### 5.6.2 Aktualizacje planu monitorowania niebędące istotnymi zmianami

Istotne aktualizacje planu monitorowania należy zgłaszać bezzwłocznie, natomiast w celu uproszczenia procedury administracyjnej właściwy organ może zezwolić prowadzącemu instalację na zwłokę w zgłaszaniu aktualizacji planu monitorowania niebędących istotnymi zmianami (art. 15 ust. 1). W takim przypadku, jeżeli prowadzący instalację może w sposób uzasadniony założyć, że zmiany w planie monitorowania nie są istotne, może on zgłaszać je zbiorczo właściwemu organowi raz w roku (do dnia 31 grudnia), o ile właściwy organ wyrazi na to zgodę.

*Uproszczono!*

Ostateczna decyzja co do tego, czy zmiana w planie monitorowania jest istotna, należy do właściwego organu. W wielu przypadkach jednak prowadzący instalację może w sposób uzasadniony przewidzieć tę decyzję:

- jeżeli dana zmiana jest porównywalna z jednym z przypadków wymienionych w art. 15 ust. 3, jest to zmiana istotna;
- jeżeli wpływ proponowanej zmiany w planie monitorowania na ogólną metodykę monitorowania lub na ryzyko błędu jest niewielki, może ona nie być istotna;
- w razie wątpliwości należy założyć, że zmiana jest istotna, i postąpić zgodnie z zapisami sekcji 5.6.1.

*Nowe!*

Zmiany, które nie są istotne, nie wymagają zatwierdzenia przez właściwy organ. Jednak dla pewności prawnej właściwy organ musi bezzwłocznie poinformować prowadzącego instalację o swojej decyzji uznania zmian za niebędące istotnymi w przypadku, gdy prowadzący instalację zgłosił je jako istotne. Można się spodziewać, że prowadzący instalacje będą zadowoleni, jeżeli właściwy organ potwierdzi otrzymanie samego zgłoszenia.

### 5.7 Zasada udoskonalania

W poprzedniej sekcji omówiono kwestie związane z obowiązkiem aktualizacji planu monitorowania, który jest konsekwencją rzeczywistych zmian w instalacji. MRR natomiast zawiera również wymóg, aby prowadzący instalację badał możliwości udoskonalania metodyki monitorowania w sytuacji, gdy sama instalacja nie jest modyfikowana. Wdrażanie „zasady udoskonalania” wiąże się z dwoma wymogami:

- prowadzący instalacje muszą uwzględniać zalecenia zawarte w sprawozdaniach z weryfikacji (art. 9) oraz
- prowadzący instalacje muszą regularnie i z własnej inicjatywy sprawdzać, czy możliwe jest udoskonalenie metodyki monitorowania (art. 14 ust. 1 i art. 69 ust. 1-3).

*Nowe!*

Prowadzący instalacje mają obowiązek zareagować na ustalenia dotyczące możliwych udoskonaleń w następujący sposób:

- wysłać sprawozdanie w sprawie proponowanych udoskonaleń do zatwierdzenia właściwemu organowi,
- zaktualizować w odpowiedni sposób plan monitorowania (za pomocą procedur przedstawionych w sekcjach 5.6.1 i 5.6.2) oraz
- wdrożyć udoskonalenia zgodnie z harmonogramem zaproponowanym w zatwierdzonym sprawozdaniu dotyczącym udoskonaleń.

W przypadku sprawozdania dotyczącego udoskonaleń będącego odpowiedzią na zalecenia weryfikatora należy je przedłożyć do 30 czerwca roku, w którym wydano sprawozdanie z weryfikacji. Jeżeli sprawozdanie dotyczące udoskonaleń powstało z własnej inicjatywy prowadzącego instalację (w ewentualnym powiązaniu z jednym z ustaleń weryfikatora), termin jego przedłożenia to również 30 czerwca, ale musi ono być dostarczane

- corocznie w przypadku instalacji kategorii C,
- co dwa lata w przypadku instalacji kategorii B, oraz
- co cztery lata w przypadku instalacji kategorii A.

Właściwy organ może przedłużyć obowiązujący do 30 czerwca termin, nie dalej niż do 30 września tego samego roku.

Prowadzący instalacje o niskim poziomie emisji (→ sekcja 4.4.2) muszą przy monitorowaniu uwzględnić zalecenia weryfikatora, ale są zwolnieni z wymogu dostarczania właściwemu organowi odpowiednich sprawozdań dotyczących udoskonaleń (art. 47 ust. 3).



Sprawozdania dotyczące udoskonaleń muszą zawierać w szczególności następujące informacje:

- udoskonalenia mające na celu osiągnięcie wyższych poziomów dokładności, jeżeli nie są jeszcze stosowane „wymagane” poziomy dokładności. „Wymagane” oznacza tutaj „poziomy dokładności, które mają zastosowanie, jeżeli nie prowadzą one do nieracjonalnych kosztów i są technicznie osiągalne”<sup>72</sup>.
- jeśli prowadzący instalację stosuje rezerwową metodykę monitorowania (→ sekcja **Błąd! Nie można odnaleźć źródła odwołania.**), sprawozdanie powinno zawierać uzasadnienie, dlaczego zastosowanie co najmniej poziomu dokładności 1 w odniesieniu do jednego lub większej liczby głównych lub pomniejszych strumieni materiałowych wsadowych nie jest technicznie wykonalne bądź prowadziłoby do nieracjonalnych kosztów. Jeżeli uzasadnienie takie nie ma już zastosowania, prowadzący instalację ma obowiązek zgłoszenia, w jaki sposób będzie stosowany co najmniej poziom dokładności 1 w odniesieniu do tych strumieni materiałowych.

<sup>72</sup> „Wymagane” poziomy dokładności to:

a) dla metodyki opartej na obliczeniach (pierwszy akapit art. 26 ust. 1): najwyższe poziomy dokładności zdefiniowane w załączniku II MRR dla instalacji kategorii B i C oraz poziomy dokładności podane w załączniku V dla instalacji kategorii A oraz dla współczynników obliczeniowych dla znormalizowanych paliw handlowych;

b) dla metodyki opartej na pomiarach (art. 41 ust. 1): najwyższy poziom dokładności dla każdego źródła emisji emitującego ponad 5 tys. ton CO<sub>2</sub>(e) rocznie lub odpowiedzialnego za więcej niż 10 % całkowitych rocznych emisji z instalacji; kolejny niższy poziom dokładności dla innych źródeł.

- sprawozdanie to powinno dla każdego możliwego udoskonalenia zawierać albo opis udoskonalenia i jego harmonogram, albo, w stosownych przypadkach, dowody na niewykonalność techniczną lub nieracjonalne koszty (→ sekcja 4.6).

Uwaga: Komisja planuje wydanie zharmonizowanych formularzy do sprawozdań dotyczących udoskonalień.





## 6 METODYKA OPARTA NA OBLICZENIACH

W niniejszym rozdziale przedstawiono dalsze szczegółowe wytyczne, które należy uwzględnić przy stosowaniu metodologii monitorowania opartej na obliczeniach. Zasady stosowania tej metodologii zostały już przedstawione w części 4.3.1 (metodyka standardowa) oraz 4.3.2 (bilans masowy). Wszelkie podejścia oparte na obliczeniach mają wspólny element, który należy określić w planie monitorowania. Zagadnienia te zostaną omówione w niniejszym rozdziale w następujący sposób:

- W odniesieniu do monitorowania danych na temat działań, ilość materiału lub paliwa wymagającego monitorowania, wraz z poziomami dokładności określonymi zgodnie z poziomem niepewności pomiarów (→ sekcja 6.1).
- Współczynniki obliczeniowe należy wyznaczyć albo jako wartości domyślne (sekcja 6.2), albo poprzez analizy laboratoryjne (sekcja 6.2.2).
- W przypadku współczynników obliczeniowych kilka szczegółowych wytycznych przedstawiono w MRR. Zagadnienia te omówiono w sekcji 6.3.

### 6.1 Monitorowanie danych dotyczących działań

#### 6.1.1 Określanie poziomu dokładności

Jak wspomniano wcześniej w niniejszym dokumencie, poziomy dokładności (→ sekcja 4.5) dla danych dotyczących działalności w ramach strumienia materiałów wsadowych określane są przy wykorzystaniu pułapów maksymalnej niepewności dopuszczalnej przy określaniu ilości materiału lub paliwa w okresie sprawozdawczym. Uzyskanie odpowiedniego poziomu dokładności musi być wykazane poprzez przekazanie właściwym organom oceny niepewności wraz z planem monitorowania, chyba że mamy do czynienia z instalacją niskoemisyjną (→ sekcja 4.4.2). Elementy takiej analizy niepewności opisano w sekcji 5.3. Dla celów zobrazowania, tabela 7 poniżej prezentuje definicje poziomów dokładności dla spalania paliw. Pełna lista poziomów dokładności MRR przedstawiona została w sekcji 1 załącznika II do MRR.

*Tabela nr 7: Typowe poziomy dokładności dla danych dotyczących działalności w oparciu o analizę niepewności z wykorzystaniem spalania paliw jako przykładu*

Poziom dokładności nr	Definicja
1	Ilość paliwa [t] lub [Nm <sup>3</sup> ] w okresie sprawozdawczym <sup>73</sup> określana jest przy maksymalnej niepewności mniejszej niż $\pm 7,5\%$ .
2	Ilość paliwa [t] lub [Nm <sup>3</sup> ] w okresie sprawozdawczym określana jest

<sup>73</sup> Okresem sprawozdawczym jest rok kalendarzowy.



	przy maksymalnej niepewności mniejszej niż $\pm 5,0$ %.
<b>3</b>	Ilość paliwa [t] lub [Nm <sup>3</sup> ] w okresie sprawozdawczym określana jest przy maksymalnej niepewności mniejszej niż $\pm 2,5$ %.
<b>4</b>	Ilość paliwa [t] lub [Nm <sup>3</sup> ] w okresie sprawozdawczym określana jest przy maksymalnej niepewności mniejszej niż $\pm 1,5$ %.

Należy zauważyć, że niepewność oznacza „wszystkie źródła niepewności, w tym niepewność narzędzi, wzorcowań, oddziaływania na środowisko”, chyba że zastosowanie znajdują pewne uproszczenia opisane w sekcji 5.3.2. Należy uwzględnić także wpływ określenia zmian magazynowych na początku i na końcu okresu sprawozdawczego, jeśli dotyczy.

### 6.1.2 Istotne elementy planu monitorowania

Przy tworzeniu planu monitorowania prowadzący instalację musi podjąć wiele decyzji dotyczących tego, w jaki sposób określa się dane dotyczące działalności. W przypadku paliwa „dane na temat działalności” obejmują komponent wartości opałowej (NCV). Jednakże w szczególności omawia się tutaj ilość materiału lub paliwa, do której odnoszą się współczynniki obliczeniowe. Dla uproszczenia, określenie „dane dotyczące działalności” stosowane jest tutaj jako synonim do określenia „ilość materiału lub paliwa”, a wartość opałowa omawiana jest wspólnie z innymi współczynnikami obliczeniowymi w sekcjach 6.2i 6.3.2 poniżej.



#### Pomiar ciągły a pomiary partii

Istnieją zasadniczo dwa sposoby wyznaczania danych dotyczących działalności (art. 27 ust. 1):

- a) w oparciu o **pomiar ciągły** przed procesem powodującym emisję;
- b) w oparciu o agregowanie pomiarów ilości osobno dostarczanych (**pomiar partii**) uwzględniając odpowiednie zmiany składu magazynowego.

**Pomiar ciągły:** W sytuacji a) materiał lub paliwo przechodzi bezpośrednio przez instrument pomiarowy przed wprowadzeniem w proces emitujący gazy cieplarniane (lub w niektórych przypadkach pochodzący stamtąd). Jest tak w przypadku zastosowania np. mierników gazu lub wag taśmowych. Podobnie pomiar może odbywać się w momencie wejścia do instalacji jak jest to powszechnie stosowane w przypadku dostaw gazu ziemnego. Ilość zarejestrowana w okresie sprawozdawczym odczytywana jest z urządzenia pomiarowego jako „wartość na koniec okresu minus wartość zarejestrowana na początku okresu” (tak jest zazwyczaj w przypadku liczników gazu) lub też poprzez zsumowanie (zintegrowanie) wielu odczytów (np. co minutę, co godzinę, czy też co dzień) w całym okresie sprawozdawczym. Ocena niepewności musi w pierwszej kolejności uwzględnić niepewności tego konkretnego narzędzia.

Należy zauważyć, że mogą zdarzyć się sytuacje, gdzie część materiału wprowadzanego do instalacji nie jest wykorzystywana w samej instalacji, lecz przenoszona do innej instalacji lub zużywana wewnątrz instalacji do działań nie ob-



jętych EU ETS. Choć ta druga sytuacja nie będzie występować tak często jak miało to miejsce w pierwszych dwóch okresach ETS<sup>74</sup>, pomiar ilości transportowanego paliwa lub materiału musi być brany pod uwagę w ocenie niepewności, a zatem musi być dokonywany z wykorzystaniem narzędzi pomiarowych pozwalających na ustalenie całkowitych ilości wykorzystywanych w instalacji EU ETS przy ogólnej niepewności na poziomie niższym niż pułap zastosowanego poziomu dokładności.

**Pomiar partii:** W przypadku b) ilość materiału ustalana jest z wykorzystaniem bilansu materiału (art. 27 ust. 2):



$$Q = P - E + (S_{begin} - S_{end}) \quad (10)$$

Gdzie:

$Q$  ..... Ilość paliwa lub materiału wykorzystanego w okresie sprawozdawczym

$P$  ..... Zakupiona ilość materiału lub paliwa

$E$  ..... Transportowana ilość materiału lub paliwa (np. paliwo dostarczone do części instalacji lub innych instalacji, które nie wchodzą w skład EU ETS)

$S_{begin}$  ..... Zapas materiału lub paliwa na początku roku

$S_{end}$  ..... Zapas materiału lub paliwa na koniec roku

Metoda ta stosowana jest zazwyczaj w sytuacji, gdy głównym źródłem informacji na temat parametru  $P$  są faktury. Prowadzący instalację powinien zwrócić szczególną uwagę na ustalenie, czy w instalacji stosowany jest eksport materiałów<sup>75</sup>. Ponadto prowadzący instalację musi uwzględnić w planie monitorowania opis w jaki sposób stan zasobów jest określany na początku i na koniec roku. Należy tu zwrócić uwagę na pewne uproszczenia, które są dopuszczalne w tym względzie. Omówiono je poniżej.

Metoda b) jest często stosowana w sytuacjach, gdy prowadzący instalację nie posiada własnych narzędzi pomiarowych. Dlatego też wymogi dotyczące „narzędzi poza kontrolą prowadzącego instalację” stosuje się zazwyczaj w ocenie niepewności. Jednakże prowadzący instalację musi wziąć pod uwagę niepewności związane z określeniem zmian ilości zasobów. Odstępstwa są dopuszczalne w sytuacji, gdy w miejscach składowania nie ma możliwości umieszczenia więcej niż 5 % zużywanej rocznie ilości rozpatrywanego paliwa lub materiału. W takim przypadku niepewność dotyczącą zmian ilości zasobów można pominać w ocenie niepewności (art. 28 ust. 2).

<sup>74</sup> W szczególności znaczenie w tym miejscu ma pkt 5 załącznika I do zmienionej dyrektywy EU ETS: „W przypadku przekroczenia wartości progowej zdolności produkcyjnych jakiegokolwiek działania objętego niniejszym załącznikiem, wszystkie jednostki, w których dochodzi do spalania paliwa inne niż jednostki spalania odpadów niebezpiecznych lub odpadów komunalnych powinny być objęte zezwoleniem na emisję gazów cieplarnianych.” Zdanie to znacznie ograniczy liczbę sytuacji, w których część gazu ziemnego wprowadzanego do instalacji zużywana jest w jednostkach nie objętych zezwoleniem na emisję gazów cieplarnianych. Więcej informacji można znaleźć w wytycznych Komisji dotyczących interpretacji załącznika I. ([http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/docs/guidance\\_interpretation\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/docs/guidance_interpretation_en.pdf))

<sup>75</sup> Typowy „eksport” obejmuje wykorzystanie paliw do maszyn ruchomych takich jak wózki widłowe, lub sytuacji gdy sąsiadujące instalacje wyposażone są w jeden wspólny licznik gazu, a przynajmniej jedna z tych instalacji nie jest objęta EU ETS.

### Uwagi na temat ustalenia stanu zasobów:

MRR (art. 27 ust. 2) zezwala na dwa uproszczenia w ustalaniu ilości zasobów na początku roku sprawozdawczego i na jego koniec:

Uproszczono!

1. Gdy wyznaczenie ilości objętych zapasami w drodze bezpośredniego pomiaru nie jest technicznie wykonalne lub prowadziłoby do nieracjonalnych kosztów, prowadzący instalację może zastosować metodę szacowania. Sytuacje takie mogą mieć miejsce np. w przypadku zbiorników na ciężki olej opałowy, gdzie frakcja stała na powierzchni płynnego oleju uniemożliwia dokładny pomiar poziomu substancji w zbiorniku.

Zgodnie z MRR metody dopuszczalne w takich przypadkach obejmują korzystanie z:

- a. danych z poprzednich lat w korelacji z wielkością produkcji w okresie sprawozdawczym;
  - b. udokumentowanych procedur i odnośnych danych w skontrolowanych sprawozdaniach finansowych za dany okres sprawozdawczy.
2. Teoretycznie zasoby musiałyby być określane o północy w dniu 31 grudnia każdego roku, co w praktyce może nie być możliwe. Dlatego też MRR pozwala<sup>76</sup> na wybór następnego odpowiedniego dnia na wyznaczenie granicy między danym a kolejnym rokiem sprawozdawczym. Dane muszą zostać zarejestrowane do wymaganego roku kalendarzowego. Odstępstwa dotyczące jednego lub kilku strumieni materiałów wsadowych muszą być ściśle rejestrowane, stanowić podstawę dla wartości reprezentatywnej dla danego roku kalendarzowego i odpowiednio uwzględnione w kolejnym roku kalendarzowym.

### Narzędzia prowadzącego instalację a narzędzia dostawcy

MRR nie zobowiązuje wszystkich prowadzących instalację do wyposażenia instalacji w narzędzia pomiarowe wszelkim kosztem. Wymóg taki stanowiłby zaprzeczenie podejścia zawartego w MRR dotyczącego opłacalności. Zamiast tego istnieje możliwość korzystania z narzędzi pomiarowych pozostających pod kontrolą innych podmiotów (w szczególności dostawców paliwa). W szczególności w kontekście transakcji handlowych takich jak zakup paliwa stosuje się często praktykę polegającą na dokonywaniu pomiaru tylko przez jeden z podmiotów zawierających transakcję handlową. Drugi z podmiotów może założyć, że niepewność związana z pomiarem jest w sposób uzasadniony niska, bowiem takie pomiary regulowane są często przez urzędowe kontrole pomiaru. Alternatywnie wymogi dotyczące zapewnienia jakości narzędzi, w tym konserwacji i wzorcowań, mogą zostać uwzględnione w umowach zakupu. Jednakże prowadzący instalację musi wymagać potwierdzenia poziomu niepewności stosowanego w odniesieniu do takich przyrządów pomiarowych, aby dokonać oceny czy możliwe jest zapewnienie wymaganego poziomu dokładności.

A zatem prowadzący instalację może zdecydować, czy korzystać z własnych przyrządów pomiarowych, czy też oprzeć się na przyrządach wykorzystywa-

---

<sup>76</sup> Pod warunkiem, że dokładny czas nie jest technicznie możliwy do ustalenia lub wiązałby się z koniecznością poniesienia nieracjonalnych kosztów przez prowadzącego instalację.

nych przez dostawcę. Jednakże MRR zaleca by - jeśli to możliwe - prowadzący instalację korzystał z własnych narzędzi pomiarowych. Jeśli prowadzący instalację postanowi korzystać z innych narzędzi mimo posiadania własnego sprzętu pomiarowego, konieczne jest dostarczenie właściwym organom odpowiednich dokumentów potwierdzających iż przyrządy pomiarowe dostawcy pozwalają na zapewnienie zgodności przynajmniej z tym samym poziomem dokładności, dają bardziej wiarygodne wyniki i są mniej narażone na ryzyko związane z kontrolą niż metodologia bazująca na własnych narzędziach prowadzącego instalację. Dokumentom tym musi towarzyszyć uproszczona ocena niepewności.

Uproszczono!

W wielu przypadkach taka ocena niepewności będzie bardzo krótka i prosta. W szczególności, jeśli prowadzący instalację nie posiada alternatywnego sprzętu pomiarowego będącego pod jego kontrolą, wówczas nie musi on dokonywać porównania poziomu dokładności pomiaru dokonywanego własnym sprzętem i poziomu dokładności pomiaru dokonywanego sprzętem należącym do dostawcy. Aby przedstawić informacje na temat poziomu dokładności stosowanego w odniesieniu do narzędzi dostawcy, odpowiednia dokumentacja powinna zostać załączona do oceny niepewności na życzenie właściwego organu.

Ponadto ryzyko dotyczące kontroli może być niskie w sytuacjach, gdy faktury poddawane są kontroli działu księgowego<sup>77</sup>.

Jeśli faktury wykorzystywane są jako podstawowe źródło danych do obliczenia ilości materiałów lub paliwa, wówczas MRR wymaga, by prowadzący instalację wykazał, iż partnerzy ci są niezależni. Z zasady powinno się to uznać za zabezpieczenie, że istnieją ważne faktury. W wielu przypadkach stanowi to również wskazanie czy zastosowanie ma prawna kontrola metrologiczna.

Należy także zauważyć, iż w ramach MRR istnieje możliwość zastosowania rozwiązania „hybrydowego”: Narzędzie pomiarowe pozostaje poza kontrolą prowadzącego instalację, lecz odczyt danych z tego urządzenia dokonywany jest przez prowadzącego instalację. W takim przypadku właściciel urządzenia pomiarowego odpowiedzialny jest za konserwację, wzorcowanie i regulację urządzenia pomiarowego, a w ostatecznym rozrachunku także za wartość przyjętego poziomu niepewności, lecz dane na temat ilości materiału mogą być sprawdzone bezpośrednio przez prowadzącego instalację. Również w tym przypadku jest to rozwiązanie często stosowane w odniesieniu do pomiarów gazu ziemnego.



**Informacje na temat dalszych wymogów** w odniesieniu do ustalenia danych dotyczących działalności: W niniejszej sekcji 6.1 nie wszystkie zagadnienia dotyczące niepewności, w tym konserwacji, wzorcowania i regulacji narzędzi pomiarowych zostały omówione. Jest to jednakże bardzo istotne zagadnienie, które znacznie wykracza poza zakres niniejszych wytycznych. Należy zatem zwrócić uwagę na sekcję 5.3 niniejszego dokumentu, w szczególności punkt 5.3.3 gdzie przedstawiono informacje na temat dodatkowych źródeł informacji.

<sup>77</sup> Należy zauważyć, że istnienie kontroli księgowych nie zwalnia prowadzącego instalację automatycznie z obowiązku podjęcia odpowiednich działań mających na celu łagodzenie ryzyka w systemie kontroli odnoszącym się do EU ETS. Ocena ryzyka zgodnie z art. 58 ust. 2 musi uwzględniać to ryzyko odpowiednio.

## 6.2 Współczynniki obliczeniowe - zasady

Poza danymi dotyczącymi działalności, „współczynniki obliczeniowe” stanowią istotny element planu monitorowania opracowanego wg metodyki opartej na obliczeniach. Współczynniki te obejmują (zgodnie z opisem wzorów obliczeniowych w sekcjach 4.3.1 i 4.3.2):

- W przypadku metodyki standardowej dla spalania paliw i paliw używanych jako wsad do procesu: współczynnik emisji, wartość opałowa (NCV), współczynnik utleniania oraz frakcja biomasy;
- W przypadku metodyki standardowej dla emisji procesowych (w szczególności rozkładu węglanów): współczynnik emisji oraz współczynnik konwersji;
- W przypadku bilansu masowego: zawartość węgla pierwiastkowego, oraz jeśli dotyczy: frakcja biomasy i wartość opałowa (NCV).

Zgodnie z art. 30 ust 1 MRR, współczynniki te można ustalać w oparciu o jedną z poniższych zasad:

- a. jako **wartości domyślne** (→ sekcja 6.2.1); lub
- b. poprzez **analizy laboratoryjne** (→ sekcja 6.2.2).

To, która z tych opcji jest stosowana, zależy od stosowanego poziomu dokładności. Niższe poziomu dokładności pozwalają na skorzystanie z wartości domyślnych – tj. dla wartości, które utrzymują stały poziom na przestrzeni lat i aktualizowane są dopiero wówczas, gdy udostępnione zostają bardziej dokładne dane. Najwyższy poziom dokładności dla każdego z parametrów określonych w MRR wymaga zazwyczaj analiz laboratoryjnych. Jest to metoda bardziej pracochłonna, lecz co oczywiste także bardziej dokładna. Wyniki analizy są ważne dla każdej z partii z których pobrano próbki, podczas gdy wartość domyślna stanowi zazwyczaj średnią lub jest wartością zachowawczą określaną na podstawie dużych ilości tego materiału. Np. współczynniki emisji dla węgla wykorzystywane w krajowych spisach mogą stosować się do średniej krajowej dla wielu rodzajów węgla, wykorzystywanej także w statystykach dotyczących energii, podczas gdy analizy będą ważne jedynie dla jednej partii jednego konkretnego rodzaju węgla.



**Ważna informacja:** W każdej sytuacji prowadzący instalację obowiązany jest zapewnić, że dane dotyczące działalności oraz wszelkie obliczenia są stosowane w sposób

spójny. Czyli tam, gdzie określana jest ilość paliwa w stanie mokrym przed dostarczeniem do kotła, współczynniki obliczeniowe również muszą odnosić się do stanu mokrego. Natomiast tam, gdzie analizy przeprowadzane są w laboratoriach na podstawie próbek materiału w stanie suchym, wówczas należy uwzględnić także ilość wilgoci, by w obliczeniu końcowym uzyskać wartość współczynnika obliczeniowego odpowiednią dla materiału w stanie mokrym.

Prowadzący instalacje muszą także szczególnie uważać, by nie pomieszać parametrów niespójnych jednostek. Tam, gdzie ilość paliwa określa się objęto-

ściowo, także wartość NCV i/lub współczynnika emisji należy odnieść do wartości objętościowych, a nie masowych<sup>78</sup>.

### 6.2.1 Wartości domyślne

W sytuacji, gdy prowadzący instalację ma zamiar korzystać z wartości domyślnych przy wyznaczaniu współczynnika obliczeniowego, wówczas wartość tego współczynnika musi być udokumentowana w planie monitorowania. Jedynym wyjątkiem jest sytuacja, gdy źródło informacji zmienia się co roku. Z zasady dzieje się tak w przypadku, gdy właściwy organ regularnie aktualizuje i publikuje standardowe współczynniki wykorzystywane w krajowych wykazach gazów cieplarnianych. W takich przypadkach, zamiast samych wartości plany monitorowania powinny zawierać odniesienie do miejsca (strony internetowej, dziennika urzędowego itp.), w którym wartości te są publikowane (art. 31 ust.2).

Sposób stosowania wartości domyślnych zależy od właściwego poziomu dokładności. Ogólna lista poziomów dokładności przedstawiona została w sekcjach od 2 do 4 załącznika II do MRR. Metodologie monitorowania dostosowane do poszczególnych sektorów wymienione w załączniku IV określają te poziomy dokładności bardziej szczegółowo lub w niektórych przypadkach zakładają zmianę tych poziomów zastępując je bardziej szczegółowymi wytycznymi. Pełna lista wszystkich poziomów dokładności znacznie przekroczyłaby zakres niniejszych wytycznych. Jednakże uproszczony przegląd poziomów dokładności wykazanych w załączniku II prezentuje poniższa tabela nr 8.

*Tabela nr 1: Przegląd poziomów dokładności dla współczynników obliczeniowych na podstawie załącznika II do MRR. Zastosowano następujące skróty: EF - współczynnik emisji, NCV - wartość opałowa, OF - współczynnik utleniania, CF - współczynnik konwersji, CC - zawartość węgla pierwiastkowego, BF - frakcja biomasy. Szczegółowe informacje na temat poziomów dokładności przedstawiono w dalszej części dokumentu.*

Typ strumienia materiałów wsadowych	Współczynnik	Poziom dokładności	Określenie poziomu dokładności
Emisje z procesów spalania	EF <sup>79</sup>	1	Wartości domyślne typu I
		2a	Wartości domyślne typu II
		2b	Ustalone wartości przybliżone (jeżeli mają zastosowanie)
		3	Analizy laboratoryjne
Emisje z procesów spalania	OF	1	Wartość domyślna OF=1
		2	Wartości domyślne typu II
		3	Analizy laboratoryjne

<sup>78</sup> Zob. sekcja 4.3.1, gdzie określono warunki w jakich prowadzący instalację musi korzystać z współczynników emisji wyrażonych jako t CO<sub>2</sub>/t paliwa zamiast t CO<sub>2</sub>/TJ.

<sup>79</sup> Zgodnie z sekcją 2.1 załącznika II do MRR, określone poziomy dokładności powinny odnosić się do wstępnego współczynnika emisji, gdzie frakcja biomasy określana jest dla paliw lub materiałów mieszanych.

Typ strumienia materiałów wsadowych	Współczynnik	Poziom dokładności	Określenie poziomu dokładności
Emisje z procesów spalania i bilans masowy	NCV	1	Wartości domyślne typu I
		2a	Wartości domyślne typu II
		2b	Rejestry zakupów (jeżeli mają zastosowanie)
		3	Analizy laboratoryjne
Emisje z procesów spalania i bilans masowy	BF	1	Fracja biomasy typu I
		2	Fracja biomasy typu II
Emisje z procesów technologicznych (Metoda A: oparta na wsadzie)	EF	1	Analizy laboratoryjne i wartości stechiometryczne
Emisje z procesów technologicznych (Metoda B: oparta na produkcji)	EF	1	Wartości domyślne typu I
		2	Wartości domyślne typu II
		3	Analizy laboratoryjne i wartości stechiometryczne
Emisje z procesów technologicznych (Metody A i B)	CF	1	Wartość domyślna CF=1
		2	Analizy laboratoryjne i wartości stechiometryczne
Bilans masowy; strumienie materiałów wsadowych	CC	1	Wartości domyślne typu I
		2a	Wartości domyślne typu II
		2b	Ustalone wartości przybliżone (jeżeli mają zastosowanie)
		3	Analizy laboratoryjne

Jak pokazano w tabeli nr 8 powyżej, najniższy poziom dokładności stosuje zazwyczaj wartość domyślną zakładaną w skali międzynarodowej (współczynnik standardowy IPCC lub podobny, zgodnie z wykazem przedstawionym w załączniku VI do MRR). Drugi poziom dokładności wykorzystuje współczynnik krajowy, który z zasady wykorzystywany jest w krajowych wykazach gazów cieplarnianych w ramach UNFCCC. Jednakże dalsze typy wartości domyślnych lub metody przybliżania są dopuszczalne i uznawane za równoważne. Najwyższy poziom dokładności wymaga zazwyczaj by, współczynnik był obliczany na podstawie analiz laboratoryjnych.

Krótki opis tych poziomów wskazanych w tabeli nr 8 należy odczytywać w pełnej treści, czyli:

- **Wartości domyślne typu I:** Standardowe współczynniki wyszczególnione w załączniku VI (tj. zasadniczo wartości IPCC) lub inne stałe wartości



zgodne z art. 31 ust. 1 lit. d) lub e), tj. wartości gwarantowane przez dostawcę<sup>80</sup> lub analizy przeprowadzone w przeszłości, ale nadal ważne<sup>81</sup>.

- **Wartości domyślne typu II:** Właściwe dla danego kraju współczynniki emisji zgodnie z art. 31 ust. 1 lit. b) i c), tj. wartości stosowane na potrzeby krajowego wykazu gazów cieplarnianych<sup>82</sup>, dodatkowe wartości publikowane przez właściwy organ w odniesieniu do bardziej zdezagregowanych typów paliwa lub inne wartości określone na podstawie literatury, uzgodnione z właściwym organem<sup>83</sup>.
- **Ustalone wartości przybliżone:** Są to metody oparte na korelacjach empirycznych, ustalanych co najmniej raz w roku zgodnie z właściwymi wymogami dla analiz laboratoryjnych (zob. 6.2.2). Te dość złożone analizy przeprowadza się jednak tylko raz w roku, dlatego ten poziom dokładności uważa się za poziom niższy niż w przypadku pełnych analiz. Korelacje wartości przybliżonych mogą opierać się na:
  - pomiary gęstości określonych olejów lub gazów, w tym wspólnych dla rafinerii lub dla przemysłu stalowego, lub
  - wartości opałowej poszczególnych typów węgla.
- **Rejestry zakupów:** Jedynie w przypadku paliw w obrocie handlowym, wartość opałową można określić na podstawie rejestrów zakupu dotyczących odnośnego paliwa przedstawionych przez dostawcę paliwa, pod warunkiem że określono ją zgodnie z przyjętymi normami krajowymi lub międzynarodowymi.
- **Analizy laboratoryjne:** W tym przypadku wymogi opisane w sekcji 6.2.2 poniżej mają pełne zastosowanie.
- **Fracja biomasy typu I<sup>84</sup>:** Stosuje się jedną z następujących metod, które uważa się za równoważne:
  - Stosowanie wartości domyślnej lub metody szacowania opublikowanej przez Komisję zgodnie z art. 39 ust. 2:
  - Stosowanie wartości zgodnie z drugim podpunktem art. 39 ust. 2, czyli:
    - założenie, że materiał jest w pełni kopalny (BF=0), lub
    - stosowanie metody szacowania zatwierdzonej przez właściwy organ. W przypadku paliw lub materiałów pochodzących z proce-

<sup>80</sup> Art. 31 ust. 1 lit. d) MRR: „wartości określone i gwarantowane przez dostawcę materiału, jeśli prowadzący instalację jest w stanie wykazać w sposób przekonujący dla właściwego organu, że zawartość węgla pierwiastkowego wykazuje 95 % poziom ufności nieprzekraczający przedziału 1 %” – jest to podejście podobne jak w odniesieniu do „znormalizowanych paliw handlowych” określonych w art. 3 ust. 31.

<sup>81</sup> Art. 31 ust. 1 lit. e) MRR: „wartości oparte na analizie przeprowadzonej w przeszłości, jeśli prowadzący instalację jest w stanie wykazać w sposób przekonujący dla właściwego organu, że takie wartości są reprezentatywne dla przyszłych partii tego samego materiału”. Stanowi to znaczne uproszczenie dla prowadzących instalację, którzy nie muszą przeprowadzać regularnych analiz opisanych w sekcji 6.2.2.

<sup>82</sup> Art. 31 ust. 1 lit. b) MRR: „współczynniki standardowe stosowane przez państwo członkowskie w krajowej inwentaryzacji przekazanej do Sekretariatu Ramowej konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu”.

<sup>83</sup> Art. 31 ust. 1 lit. c) MRR: „wartości określone na podstawie literatury, uzgodnione z właściwym organem, w tym współczynniki standardowe publikowane przez właściwy organ, zgodne ze współczynnikami, o których mowa w lit. b), lecz reprezentatywne dla bardziej zdezagregowanych źródeł strumieni paliwa”.

<sup>84</sup> Należy zauważyć, że nie omawia się w niniejszym dokumencie sposobów określenia czy spełnione zostały odpowiednie kryteria zrównoważonego rozwoju (jeśli dotyczy). W celu zapoznania się ze szczegółowymi informacjami na temat biomasy zob. wytyczne nr 3 (zob. sekcja 2.3).



sów produkcji o zdefiniowanych i dających się wskazać strumieniach wejściowych prowadzący instalację może oprzeć takie oszacowanie na bilansie masowym węgla pierwiastkowego zarówno kopalnego, jak i pochodzącego z biomasy, wprowadzane do procesu lub opuszczającego go.

- Stosowanie art. 39 ust. 3 w przypadku sieci gazu ziemnego, do których wprowadzany jest biogaz: „jeśli ustanowiono system gwarancji pochodzenia na podstawie art. 2 lit. j) i art. 15 dyrektywy 2009/28/WE (dyrektywa w sprawie odnawialnych źródeł energii) dla biogazu wprowadzanego do sieci gazowniczej, a następnie z niej usuwanego, prowadzący instalację nie stosuje analiz do wyznaczania frakcji biomasy.” W takim przypadku konieczne jest zastosowanie systemu gwarancji pochodzenia.
- **Frakcja biomasy typu II:** Frakcja biomasy wyznaczana jest zgodnie z art. 39 ust. 1, tj. poprzez analizy laboratoryjne zgodnie z wymogami omówionymi w sekcji 6.2.2. W takim przypadku stosowanie odpowiedniej normy oraz określonych w niej metod analitycznych wymaga jednoznacznego zatwierdzenia przez właściwy organ.

## 6.2.2 Analizy laboratoryjne

Tam, gdzie w MRR widnieje odesłanie do określenia czegoś „zgodnie z art. 32-35”, oznacza to, że dany parametr musi zostać określony za pomocą (chemicznych) analiz laboratoryjnych. MRR wprowadza stosunkowo rygorystyczne zasady dotyczące takich analiz, aby zapewnić wysoką jakość ich wyników. Pod uwagę należy wziąć w szczególności następujące kwestie:

- Laboratorium musi wykazać, że posiada odpowiednie kompetencje. Posiadanie takich kompetencji można wykazać za pomocą jednej z następujących metod:
  - akredytacja zgodnie z normą EN ISO/IEC 17025, jeśli wymagana metoda analizy dotyczy zakresu akredytacji; lub
  - wykazanie, iż spełnione zostały kryteria wymienione w art. 34 ust. 3. Takie kryteria uznaje się za racjonalnie równoważne wymogom normy EN ISO/IEC 17025. Proszę zauważyć, że ta metoda dozwolona jest wyłącznie, jeśli wykaże się, że korzystanie z akredytowanego laboratorium jest technicznie niewykonalne lub pociąga za sobą nieracjonalne koszty (→ sekcja 4.6).
- Uważa się, że sposób pobierania próbek do analizy z materiału lub paliwa ma kluczowe znaczenie dla otrzymania *reprezentatywnych* wyników. Dlatego też w MRR położono większy nacisk na tę kwestię niż w MRG 2007. Prowadzący instalacje muszą opracować plany pobierania próbek w formie pisemnych procedur (→ zob. sekcja 5.4) i uzyskać ich zatwierdzenie przez właściwy organ. Proszę zauważyć, że dotyczy to również prowadzącego instalację, który nie przeprowadza pobierania próbek sam, lecz zleca tę czynność podmiotom zewnętrznym.

*Nowe!*



- Metody analiz muszą zazwyczaj spełniać międzynarodowe lub krajowe normy<sup>85</sup>.

Proszę zauważyć, że takie normy wiążą się zazwyczaj z najwyższymi poziomami dokładności dla współczynników obliczeniowych. Dlatego też takie stosunkowo wysokie wymogi rzadko znajdują zastosowanie w przypadku mniejszych instalacji. W szczególności prowadzący instalację o niskim poziomie emisji (→ sekcja 4.4.2) „mogą korzystać z dowolnego laboratorium, które posiada kompetencje techniczne i jest w stanie osiągać technicznie prawidłowe wyniki przy zastosowaniu odpowiednich procedur analitycznych, a także może udowodnić stosowanie środków zapewniania jakości, o których mowa w art. 34 ust. 3”. Minimalnym wymogiem, jaki musi spełnić laboratorium jest zatem wykazanie, że w rzeczywistości posiada ono techniczne kompetencje i „jest w stanie zarządzać swoimi pracownikami, procedurami, dokumentami i zadaniami w niezawodny sposób”, a także iż stosuje środki zapewniania jakości w odniesieniu do wzorcowań i wyników badań<sup>86</sup>. Otrzymanie wiarygodnych wyników z laboratorium leży jednak przede wszystkim w interesie prowadzącego instalację. Dlatego też prowadzący instalacje powinni dążyć do spełniania wymogów określonych w art. 34 w największym wykonalnym stopniu.

Uproszczono!

Ponadto należy zauważyć, iż zgodnie z wymogami dla określonych rodzajów działalności zawartymi w załączniku IV w MRR przewidziano możliwość wykorzystania „wytycznych dotyczących najlepszych praktyk przemysłowych” dla niektórych niższych poziomów dokładności, jeśli zastosowania nie znajdują wartości domyślne. W takich przypadkach, gdzie pomimo zatwierdzonej metodyki opartej na niższym poziomie dokładności nadal konieczne jest przeprowadzenie analiz, niewłaściwe lub niemożliwe może okazać się zastosowanie w pełni postanowień określonych w art. 32-35. Niemniej jednak właściwy organ powinien uwarunkować to spełnieniem co najmniej następujących kryteriów:

- jeśli korzystanie z akredytowanego laboratorium jest technicznie niewykonalne lub pociągałoby za sobą nieracjonalne koszty, prowadzący instalację może korzystać z dowolnego laboratorium, które posiada kompetencje techniczne i jest w stanie osiągać technicznie prawidłowe wyniki przy zastosowaniu odpowiednich procedur analitycznych, a także może udowodnić stosowanie środków zapewniania jakości, o których mowa w art. 34 ust. 3;
- prowadzący instalację składa plan pobierania próbek zgodnie z art. 33;
- prowadzący instalację określa częstotliwość analiz zgodnie z art. 35.



Więcej szczegółowych wytycznych dotyczących kwestii związanych z analizami laboratoryjnymi, pobieraniem próbek, częstotliwością analiz, wymogami równoważnymi wymogom w ramach akredytacji itp. zawarto w wytycznych nr 5.

<sup>85</sup> W odniesieniu do korzystania z norm w art. 32 ust. 1 określono następującą hierarchię: „Prowadzący instalację zapewnia, aby wszelkie analizy, pobieranie próbek, wzorcowania i walidacje do celów wyznaczenia współczynników obliczeniowych były prowadzone z zastosowaniem metod opartych na odpowiednich normach EN.

Jeżeli takie normy są niedostępne, stosuje się metody oparte na odpowiednich normach ISO lub normach krajowych. Jeśli nie istnieją żadne opublikowane właściwe normy, stosuje się odpowiednie projekty norm, wytyczne dotyczące najlepszych praktyk przemysłowych lub inną naukowo sprawdzoną metodykę, ograniczając błędy w zakresie pobierania próbek i pomiaru”.

<sup>86</sup> Przykłady takich środków podano w art. 34 ust. 3 pkt (j): regularny udział w programach badania biegłości, stosowanie metod analitycznych do certyfikowanych materiałów referencyjnych lub porównywanie wyników z laboratorium akredytowanym.

## 6.3 Współczynniki obliczeniowe – szczegółowe wymogi

Poza ogólnymi metodami wyznaczania współczynników obliczeniowych (wartości domyślne/analizy), omówionymi w sekcji 6.2 i w ogólnym wprowadzeniu przedstawionym w sekcjach 4.3.1 i 4.3.2, zasady dla każdego współczynnika określono w MRR. Zostały one omówione poniżej.

### 6.3.1 Współczynnik emisji

Art. 3 ust. 13 rozporządzenia MRR określa, że: „»współczynnik emisji« oznacza średnie natężenie emisji gazów cieplarnianych w odniesieniu do danych dotyczących działalności w związku ze strumieniem materiałów wsadowych, przy założeniu pełnego utlenienia przy spalaniu oraz pełnej konwersji przy wszystkich pozostałych reakcjach chemicznych.” Ponadto art. 3 ust. 35 jest istotny w odniesieniu do materiałów zawierających biomasę: „»wstępny współczynnik emisji« oznacza zakładany całkowity współczynnik emisji paliwa lub materiału mieszanego określony na podstawie całkowitej zawartości węgla pierwiastkowego obejmującej frakcję biomasy i frakcję kopalną przed pomnożeniem go przez wartość frakcji kopalnej w celu uzyskania współczynnika emisji”.

Uwaga: Zgodnie z sekcją 2.1 załącznika II do rozporządzenia MRR, w przypadku określania frakcji biomasy w paliwie lub materiale mieszanym poziomy dokładności zdefiniowane w MRR odnoszą się do *wstępnego* współczynnika emisji tj. poziomy dokładności mają zastosowanie zawsze do poszczególnych parametrów.

Jak określono w definicji współczynnik emisji to współczynnik stechiometryczny, który przelicza zawartość węgla pierwiastkowego (kopalnego) w materiale na równoważną masę (kopalnego) CO<sub>2</sub>, co do którego zakłada się, że zostaje wyemitowany. Korektę uwzględniającą niepełne reakcje przeprowadza się przy użyciu współczynnika utleniania lub konwersji. Jak wspomniano w art. 37 ust. 1 w niektórych krajowych wykazach nie stosuje się współczynników utleniania lub konwersji (tzn. współczynniki te wynoszą 100%), a niepełna reakcja uwzględniona jest we współczynniku emisji. W przypadku gdy takie współczynniki stosowane są jako wartości domyślne zgodnie z art. 31 ust. 1 lit. b), prowadzący instalacje powinni w razie wątpliwości skonsultować się z właściwym organem.

W przypadku emisji z procesów spalania współczynnik emisji wyrażony jest w odniesieniu do zawartości energii (NCV) paliwa, a nie do jego masy lub objętości. Pod określonymi warunkami (w przypadku gdy stosowanie współczynnika emisji wyrażonego jako t CO<sub>2</sub>/TJ pociąga za sobą nieracjonalne koszty lub jeśli można osiągnąć co najmniej równoważną dokładność w obliczaniu wielkości emisji) właściwy organ może jednak zezwolić prowadzącemu instalację na stosowanie współczynnika emisji wyrażonego jako t CO<sub>2</sub>/t paliwa lub t CO<sub>2</sub>/Nm<sup>3</sup> (art. 36 ust. 2).

W przypadku gdy właściwy poziom dokładności wymaga określenia współczynnika emisji w drodze analiz, należy przeprowadzić analizę pod kątem zawartości węgla pierwiastkowego. W przypadku gdy paliwo lub materiał zawiera tak



organiczny, jak i nieorganiczny węgiel<sup>87</sup>, należy zwykle określić całkowitą zawartość węgla. Należy zauważyć, że węgiel nieorganiczny zawsze uznaje się za kopalny.

W przypadku paliw należy także ustalić NCV (w zależności od poziomu dokładności może to wymagać kolejnej analizy tej samej próbki).

Jeśli współczynnik emisji paliwa wyrażony jako t CO<sub>2</sub>/TJ ma być obliczony na podstawie zawartości węgla, stosuje się następujące równanie:

$$EF = CC \cdot f / NCV \quad (11)$$

Jeśli współczynnik emisji materiału lub paliwa, wyrażony jako t CO<sub>2</sub>/t, ma być obliczony na podstawie zawartości węgla, stosuje się następujące równanie:

$$EF = CC \cdot f \quad (12)$$

Nazwy zmiennych objaśnione są w sekcjach 4.3.1 i 4.3.2.

### 6.3.2 Wartość opałowa (NCV)

Ponieważ wartość danych dotyczących działalności związanych z odnośnym paliwem należy zgłaszać jako zawartość energii (→ sekcja 4.3.1), NCV to istotny parametr do zgłoszenia. Powyższa zasada umożliwia porównanie raportów na temat wielkości emisji z danymi statystycznymi na temat energii i krajowymi wykazami gazów cieplarnianych w ramach UNFCCC.



Uwaga: Mimo że wartość danych dotyczących działalności w odniesieniu do paliwa to „NCV razy ilość paliwa”, definicje „poziomów dokładności” odnoszą się tylko do ilości paliwa, a NCV to osobny parametr (współczynnik obliczeniowy), do którego stosuje się poszczególne poziomy dokładności.

Pod określonymi warunkami, które wymieniono poniżej, NCV nie jest jednak niezbędny do obliczenia emisji, mianowicie :

- w przypadku gdy współczynniki emisji dla paliw wyraża się jako t CO<sub>2</sub>/t paliwa lub t CO<sub>2</sub>/Nm<sup>3</sup> (art. 36 ust. 2)<sup>88</sup>;
- w przypadku gdy paliwa używa się jako wsadu do procesu; oraz
- jeśli paliwa stanowią część bilansu masowego.

W tych przypadkach NCV można wyznaczyć stosując niższy poziom dokładności niż w innych przypadkach (art. 26 ust. 5).

### 6.3.3 Współczynnik utleniania i współczynniki konwersji

Te dwa współczynniki stosuje się dla uwzględnienia niepełnej reakcji. Zatem jeśli mają zostać określone na podstawie analiz laboratoryjnych, współczynnik należy wyznaczyć w następujący sposób (współczynnik utleniania):

<sup>87</sup> Np. papier zawiera węgiel organiczny (włókna celulozy, żywice itp.), a także węgiel nieorganiczny (wypełniacze węglanowe).

<sup>88</sup> Właściwy organ może na to zezwolić, jeśli zastosowanie współczynnika emisji wyrażonego jako t CO<sub>2</sub>/TJ wiąże się z nieracjonalnymi kosztami lub jeśli dzięki tej metodzie można osiągnąć co najmniej równoważną dokładność.

$$OF = 1 - C_{ash} / C_{comb} \quad (13)$$

Gdzie:

$OF$ ..... współczynnik utleniania [bezwymiarowy]

$C_{ash}$  ..... węgiel zawarty w popiele, sadzy i innych nieutlenionych postaciach węgla (z wyłączeniem tlenku węgla, który uznaje się za molowo równoważną ilość emisji  $CO_2$ )

$C_{comb}$  ... (całkowity) spalony węgiel

Obie zmienne  $C$  wyrażone są jako [toney C] tj. ilość materiału lub paliwa razy stężenie węgla w tym materiale lub paliwie. Zatem nie tylko zawartość węgla w popiele musi być wyznaczona w drodze analizy, ale należy także określić ilość popiołu dla okresu, dla którego określa się współczynnik utleniania.

Dalsze kwestie, które należy uwzględnić zgodnie z art. 37:

- w odróżnieniu od innych parametrów, w przypadku wszystkich kategorii instalacji i strumieni materiałów wsadowych, minimalnym właściwym poziomem dokładności jest poziom dokładności 1. Odpowiada to współczynnikowi utleniania ( $OF$ ) = 1 lub współczynnikowi obliczeniowemu ( $CF$ ) = 1, tj. odzwierciedla w każdym przypadku zachowawcze oszacowania.
- Właściwe organy mogą wymagać od prowadzącego instalację stosowania takiego poziomu dokładności 1. Może to być wymagane, jak opisano w sekcji 6.3.1, ponieważ w niektórych przypadkach wpływ niekompletnej reakcji został uwzględniony we współczynniku emisji.
- Jeśli w instalacji używa się kilku paliw i wymagany jest poziom dokładności 3 (tj. analizy laboratoryjne), prowadzący instalację może wybrać jeden z kilku wariantów:
  - wyznaczenie jednego średniego współczynnika utleniania dla całego procesu spalania i stosowanie go do wszystkich strumieni materiałów wsadowych lub
  - przypisanie niecałkowitego utlenienia jednemu głównemu strumieniowi materiałów wsadowych i stosowanie współczynnika utleniania ( $OF$ ) wynoszącego 1 w odniesieniu do pozostałych strumieni materiałów wsadowych.
- W przypadku użycia biomasy lub paliw mieszanych prowadzący instalację przedstawia dowody, że zapobiega się niedoszacowaniu emisji.

### 6.3.4 Zawartość węgla w przypadku bilansów masowych

Ze względu na bliski związek między współczynnikiem emisji w standardowej metodologii i zawartością węgla w przypadku bilansu masowego, zasady omawiane w sekcji 6.3.1 (współczynnik emisji) stosuje się odpowiednio. W szczególności w ten sam sposób stosuje się analizy, a wartości domyślne podane w załączniku VI do rozporządzenia MRR mogą być przeliczone na wartości domyślne dla zawartości węgla z wykorzystaniem wzorów podanych w sekcji 4.3.2.



Nowe!

### 6.3.5 Frakcja biomasy

W odniesieniu do zagadnień związanych z biomasą publikowane są oddzielne wytyczne<sup>89</sup>. Zagadnienia te obejmują:

- kryteria stosowania zerowego współczynnika dla biomasy (tj. czy jest dopuszczalne ustalenie współczynnika emisji na poziomie zerowym). W szczególności przedstawiono w nich ogólnie praktyczne metody stosowania kryteriów zrównoważonego rozwoju z dyrektywy RES<sup>90</sup>.
- określanie frakcji biomasy (art. 39);
- uproszczenia, zwłaszcza dotyczące określenia wartości danych dotyczących działalności (art. 38);
- wykaz materiałów uznawanych za biomasę.

## 6.4 Emisje PFC

W sekcji 8 załącznika IV do rozporządzenia MRR objaśniono wyznaczanie emisji PFC (perfluorowęglowodorów). Emisje PFC obecnie objęte są wyłącznie systemem ETS w odniesieniu do działalności polegającej na „produkcji pierwotnego aluminium”. Gazy, które mają być monitorowane, to CF<sub>4</sub> i C<sub>2</sub>F<sub>6</sub>. Należy uwzględnić emisje wynikające z efektów anodowych, a także emisje niezorganizowane.



W MRR określono, że „stosuje się najbardziej aktualną wersję wytycznych wymienionych dla poziomu dokładności 3 w sekcji 4.4.2.4 wytycznych IPCC z 2006 r.”. Wytyczne te to „Instrukcja dotycząca gazów cieplarnianych w sektorze produkcji aluminium”

(ang. *Aluminium sector greenhouse gas protocol*) opublikowana przez Międzynarodowy Instytut Aluminium (ang. *International Aluminium Institute, IAI*)<sup>91</sup>. W powyższych wytycznych korzysta się z metodyki opartej na obliczeniach, która znacznie różni się od metodyki opartej na obliczeniach przedstawionej w sekcji 4.3.1. W rozporządzeniu MRR zezwala się na korzystanie z dwóch różnych metod: metody nachylenia i metody nadnapięciowej. Korzystanie z określonej metody zależy od używanych w danej instalacji urządzeń do kontroli procesu.

Podczas gdy w MRR opisuje się główne wymogi i wzory obliczeniowe, innych szczegółów dotyczących stosowanych metod szukać należy w wymienionych powyżej wytycznych. Należy zauważyć, że wytyczne Międzynarodowego Instytutu Aluminium (IAI) nie mają zastosowania do emisji CO<sub>2</sub> z produkcji pierwotnego aluminium i z produkcji anod. Zamiast tego należy stosować zwykłe metody obliczeniowe zawarte w MRR.

<sup>89</sup> Wytyczne nr 3. Odesłanie do dokumentu w sekcji 2.3.

<sup>90</sup> RES oznacza odnawialne źródło energii (ang. *Renewable Energy Source*, w skrócie RES). Dyrektywa RES to dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniająca i w następstwie uchylająca dyrektywy 2001/77/WE oraz 2003/30/WE, do pobrania: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:140:0016:0062:PL:PDF>

<sup>91</sup> Do pobrania: <http://www.world-aluminium.org/media/filer/2012/06/12/fl0000234.pdf>

Dla celów wyliczenia emisji CO<sub>2(e)</sub> na podstawie emisji CF<sub>4</sub> i C<sub>2</sub>F<sub>6</sub>, prowadzący instalację korzysta z następującego wzoru:

$$Em = Em(CF_4) \cdot GWP_{CF_4} + Em(C_2F_6) \cdot GWP_{C_2F_6} \quad (14)$$

Gdzie:

*Em* .....emisje wyrażone jako t CO<sub>2(e)</sub>

*Em(CF<sub>4</sub>)*.....emisje CF<sub>4</sub> w tonach

*Em(C<sub>2</sub>F<sub>6</sub>)*.....emisje C<sub>2</sub>F<sub>6</sub> w tonach

*GWP* .....Współczynniki ocieplenia globalnego podano w tabeli 6 w sekcji 3 załącznika VI do rozporządzenia MRR.



## 7 METODY UPROSZCZONE

### 7.1 Instalacje o niskim poziomie emisji

W celu zapoznania się z definicją instalacji o niskim poziomie emisji zob. sekcję 4.4.2. W art. 47 rozporządzenia MRR ustanowiono dla tych instalacji kilka następujących uproszczeń :

Uproszczone!



- prowadzący instalację może korzystać z uproszczonego planu monitorowania (jeśli państwo członkowskie zapewniło stosowny formularz), zob. sekcja 7.2.
- prowadzący instalację może stosować co najmniej poziom dokładności 1 do celów wyznaczania wartości danych dotyczących działalności i współczynników obliczeniowych dla wszystkich strumieni materiałów wsadowych, chyba że osiągnięcie większej dokładności jest możliwe bez dodatkowego wysiłku dla prowadzącego instalację (nie jest wymagane żadne uzasadnienie dotyczące nieracjonalnych kosztów).
- od prowadzącego instalację nie wymaga się przedłożenia dokumentów uzupełniających, o których mowa w art. 12 ust. 1, przy składaniu planu monitorowania do zatwierdzenia, tj. nie ma wymogu przedkładania
  - dowodów potwierdzających zgodność z wymaganymi poziomami dokładności (ocena niepewności, zob. sekcja 5.3) oraz
  - oceny ryzyka jako części systemu kontroli.
- Prowadzący instalację zwolniony jest z wymogu raportowania w zakresie udoskonaleń w odpowiedzi na ustalenia poczynione przez weryfikatora.
- Prowadzący instalację może wyznaczać ilość paliwa lub materiału, wykorzystując dostępne i udokumentowane rejestry zakupów i szacowane zmiany w zapasach bez przedstawienia oceny niepewności.
- Jest także zwolniony z obowiązku uwzględnienia odnośnej niepewności związanej z wyznaczaniem zapasów na początku i na końcu okresu sprawozdawczego w ocenie niepewności.
- Jeśli prowadzący instalację korzysta z analiz nieakredytowanego laboratorium wymagane są uproszczone dowody dotyczące kompetencji danego laboratorium<sup>92</sup>.

Wszystkie pozostałe wymogi dotyczące instalacji muszą być przestrzegane. Ponieważ jednak instalacje o niskim poziomie emisji mogą stosować niższe poziomy dokładności, ogólne wymogi w zakresie monitorowania są przeważnie dosyć łatwe do spełnienia.

<sup>92</sup> Prowadzący instalację może korzystać „z dowolnego laboratorium, które posiada kompetencje techniczne i jest w stanie osiągać technicznie prawidłowe wyniki przy zastosowaniu odpowiednich procedur analitycznych, a także może udowodnić stosowanie środków zapewniania jakości, o których mowa w art. 34 ust. 3.” W celu zapoznania się z dalszymi szczegółami zob. sekcja 6.2.2.



## 7.2 Inne „proste” instalacje

Rozporządzenie MRR ma na celu uniknięcie, tam, gdzie to możliwe, ponoszenia przez prowadzących instalacje nieracjonalnych lub nieproporcjonalnych kosztów. Koncepcja „instalacji o niskim poziomie emisji” wprowadzona już przez wytyczne dotyczące monitorowania i sprawozdawczości 2007 (wytyczne MRG 2007) okazała się przydatna, ale w niewystarczającym zakresie, jako że istnieje wiele instalacji uczestniczących w systemie EU ETS, które są raczej łatwe do monitorowania, ale które nie mogły skorzystać z niektórych uproszczeń oferowanych instalacjom o niskim poziomie emisji.

Nim omówimy dalsze zasady MRR, należy zadać pytanie o sposób, w jaki można ogólnie uprościć plan monitorowania, tj. jak można zmniejszyć obciążenie administracyjne dla prowadzących („proste”) instalacje? Co do zasady, istnieją trzy obszary, które muszą być uwzględnione w planie monitorowania (przy założeniu, że „proste” instalacje zawsze stosują do celów monitorowania metodologię opartą na obliczeniach):

- monitorowanie danych dotyczących działalności,
- wyznaczenie współczynników obliczeniowych oraz
- kwestie organizacyjne, w tym przepływ danych i procedury kontrolne.

Analiza możliwości uproszczenia zawartych w rozporządzeniu MRR wskazuje na to, że jego wymogi są i tak już w dużej mierze proporcjonalne, tj. w przypadku naprawę prostych instalacji prowadzenie monitorowania też jest proste. Najbardziej oczywistym uproszczeniem w monitorowaniu danych dotyczących działalności jest korzystanie z faktur. Przy wyznaczaniu współczynników obliczeniowych jedynie najwyższe poziomy dokładności wymagają większego wysiłku ze względu na konieczność przeprowadzenia analiz laboratoryjnych, natomiast małe podmioty uczestniczące w systemie zwykle uprawnione są do korzystania z wartości domyślnych. Jedynym obszarem, który pozostał do uproszczenia, są kwestie „organizacyjne” (z których wiele wymaga procedur pisemnych). Tego właśnie zagadnienia dotyczy art. 13 MRR.

Rozporządzenie MRR zapewnia elastyczne podejście, aby w tych przypadkach, które właściwy organ uznał za stosowne, umożliwić uproszczenia. Art. 13 ust. 1 MRR daje państwom członkowskim możliwość zezwolenia prowadzącym instalacje na stosowanie znormalizowanych lub uproszczonych planów monitorowania, do których państwa członkowskie mogą publikować formularze w oparciu o formularze i wytyczne publikowane przez Komisję. W artykule nadmieniono, że formularze te mogą w szczególności zawierać (znormalizowane) opisy procedur przepływu danych i kontroli (→ sekcja 5.5).

Przeznaczone do tego celu formularze mogą pomóc uwzględnić dwie kwestie: po pierwsze minimalna zawartość planów monitorowania, przedstawiona w załączniku I do MRR, a także zapewnienie przez Komisję formularzy elektronicznych do celów przedkładania planów monitorowania mają na celu uniknięcie luk w planach monitorowania złożonych instalacji. Pełne spełnienie tych wymogów może skutkować zbędnym obciążeniem dla prowadzących niewielkie lub proste instalacje.

Po drugie, niektóre elementy planów monitorowania mogą stosować się w podobny sposób do wielu instalacji. Dla prowadzących instalacje byłoby znacznym uproszczeniem, gdyby dostępne były znormalizowane teksty, które mogą wykorzystywać w stosownych przypadkach zamiast opracowywać wszystko samo-

*Nowe!*  
*Uproszczono!*

dzielnie. Kolejnym udoskonaleniem z punktu widzenia usprawnienia procesu zatwierdzania planów monitorowania byłoby upowszechnianie przez same właściwe organy informacji na temat gotowych fragmentów tekstu, które uznane są za odpowiednie do wstawienia w standardowych sytuacjach.

### 7.2.1 Praktyczne podejście do uproszczenia



Mając na uwadze charakter i funkcjonowanie formularzy planów monitorowania dostarczonych przez Komisję, wydaje się najbardziej praktyczne, by państwa członkowskie, które chcą skorzystać z art. 13, przekazały zmodyfikowane wersje oryginalnego formularza planu monitorowania opracowanego przez Komisję. Te zmodyfikowane formularze mogą zostać dostosowane do potrzeb prostej instalacji w szczególności dzięki dwóm elementom:

- ukrywaniu stron lub sekcji formularza<sup>93</sup>, które nie mają zastosowania;
- wstawianiu znormalizowanych fragmentów gotowego tekstu w formularzu, na przykład, dla standardowych źródeł danych (krajowy wykaz gazów cieplarnianych itp.) lub wartości domyślnych, prostego przepływu danych i procedur kontrolnych.

Takie podejście posłużyłoby także tym prowadzącym instalacje, którzy korzystają tylko z fragmentów formularzy uproszczonych lub znormalizowanych planów monitorowania.



Należy zauważyć, że uproszczenia dokonane w formularzach muszą być odpowiednie dla tych rodzajów instalacji, dla których formularze te są opracowane.

### 7.2.2 Określanie zakresu uproszczonego podejścia

*Nowe!*



Głównym narzędziem do ustalenia, czy właściwe jest zastosowanie uproszczeń, jest ocena ryzyka<sup>94</sup>. Właściwe organy mogą zezwolić na korzystanie ze znormalizowanego lub uproszczonego podejścia w planie monitorowania wyłącznie w takim przypadku, gdy nie prowadzi ono do niewspółmiernego ryzyka nieprawidłowości w raporcie na temat wielkości emisji. Ponieważ każda instalacja jest inna, nie wydaje się właściwe ustalanie jednego sposobu ogólnego uproszczenia dla szerokiego zakresu instalacji. Zamiast tego w rozporządzeniu MRR umożliwia się właściwym organom elastyczne rozwiązania, ale wymaga się przy tym, by każde uproszczenie było możliwe do uzasadnienia w oparciu o uproszczoną ocenę ryzyka.

Uznaje się, że szczegółowa ocena ryzyka może stanowić nieproporcjonalny wysiłek dla właściwego organu. Niniejsze wytyczne określają zatem niektóre

<sup>93</sup> Należy zauważyć, że w oryginalnym formularzu sekcje nie są ukrywane przez wzgląd na przejrzystość. W oryginalnym formularzu sekcje, które nie mają zastosowania ze względu na pozostałe wprowadzone dane, automatycznie zmieniają kolor na szary, ale nie są ukrywane.

<sup>94</sup> Art. 13 ust. 2: „Przed zatwierdzeniem jakiegokolwiek uproszczonego planu monitorowania, o którym mowa w ust. 1, właściwy organ przeprowadza uproszczoną ocenę ryzyka, aby ustalić, czy proponowane działania kontrolne oraz procedury odnoszące się do działań kontrolnych są współmierne do zidentyfikowanego ryzyka nieodłącznego i ryzyka zawodności systemów kontroli wewnętrznej oraz uzasadniają zastosowanie takiego uproszczonego planu monitorowania.

W stosownych przypadkach państwa członkowskie mogą wymagać przeprowadzenia oceny ryzyka zgodnie z poprzednim akapitem przez samego prowadzącego instalację lub operatora statku powietrznego.”

wskaźniki, w oparciu o które właściwe organy mogą podjąć decyzję w kwestii tego, czy można zezwolić na uproszczenia. Proponuje się sklasyfikowanie instalacji jako należących do jednej z trzech następujących grup:

3. rodzaje instalacji, które uznaje się za zbyt złożone, by zezwolić na uproszczenia na mocy art. 13 (→ wskaźniki podano w sekcji 7.2.2.1),
4. instalacje, które uznaje się za kwalifikujące się do korzystania z uproszczonych lub znormalizowanych planów monitorowania na mocy art. 13 (→ sekcja 7.2.2.2) oraz
5. instalacje, w przypadku których konieczna jest ocena indywidualnych warunkowań.

W tym trzecim przypadku właściwe organy zachęca się do korzystania z zasady przedstawionej w punkcie drugim art. 13 ust. 2, tj. że ocenę ryzyka dla danej instalacji powinien przeprowadzać sam prowadzący instalację. W tym szczególnym przypadku najwłaściwsze może być zastosowanie wyłącznie niektórych uproszczeń, które proponuje się w znormalizowanych formularzach planu monitorowania.

#### **7.2.2.1 Instalacje o potencjalnie wysokim ryzyku**

Następujące rodzaje instalacji uznaje się za zbyt złożone, by dopuszczać uproszczone plany monitorowania:

- instalacje, w których używa się systemów ciągłych pomiarów emisji (CEMS)
- instalacje, w których prowadzi się działania obejmujące PFC lub N<sub>2</sub>O ujęte w załączniku I do dyrektywy w sprawie systemu ETS,
- instalacje używane do: wychwytywania, transportu lub geologicznego składowania CO<sub>2</sub>, ujęte w załączniku I do dyrektywy w sprawie systemu ETS,
- instalacje, w których stosuje się rezerwową metodykę monitorowania zgodnie z art. 22 rozporządzenia MRR,
- instalacje kategorii C, w których korzysta się z innych strumieni materiałów wsadowych niż znormalizowane paliwo handlowe,
- instalacje kategorii B i C, w których korzysta się z co najmniej jednego głównego strumienia materiałów wsadowych, do którego stosuje się przyrządy, które nie podlegają krajowej prawnej kontroli metrologicznej,
- instalacje, w których trzeba stosować analizy laboratoryjne zgodnie z art. 33 do 35,
- instalacje, w których występują ponad trzy główne strumienie materiałów wsadowych do monitorowania lub w których stosuje się kilka różnych metodologii monitorowania (np. pomiary partii, a także niektóre systemy pomiarów ciągłych w odniesieniu do danych dotyczących działalności, kilka różnych planów pobierania próbek itp.).

#### **7.2.2.2 Instalacje kwalifikujące się do korzystania z uproszczonych planów monitorowania**

Następujące rodzaje instalacji uznaje się ogólnie za kwalifikujące się do zezwolenia na korzystanie z uproszczonych planów monitorowania:

- instalacje kategorii A i B, w których używa się wyłącznie gazu ziemnego jako strumienia materiałów wsadowych,
- instalacje, w których korzysta się wyłącznie ze znormalizowanego paliwa handlowego bez emisji z procesów technologicznych,
- instalacje, w których
  - w monitorowaniu danych dotyczących działalności można korzystać wyłącznie z faktur,
  - można korzystać wyłącznie z wartości domyślnych dla określenia współczynników obliczeniowych oraz
  - w których stosuje się ograniczoną liczbę<sup>95</sup> strumieni materiałów wsadowych zawierających węgiel pierwiastkowy kopalny;
- Instalacje o niskim poziomie emisji, jeśli
  - wyłącznie strumienie materiałów wsadowych pomniejsze i *de minimis* nie są monitorowane z wykorzystaniem faktur i wartości domyślnych,
  - w instalacji nie używa się systemów ciągłych pomiarów emisji (CEMS) ani metodyki rezerwowej oraz
  - w instalacji nie prowadzi się działalności prowadzącej do emisji PFC lub N<sub>2</sub>O ani wychwytywania, transportu lub geologicznego składowania CO<sub>2</sub>.
- instalacje emitują kopalne CO<sub>2</sub> pochodzące wyłącznie ze strumieni materiałów wsadowych pomniejszych i *de minimis*.

Lista obejmuje także wszystkie instalacje, które spełniają powyższe kryteria, ale dodatkowo należy w nich monitorować jeden lub więcej strumieni materiałów wsadowych złożonych z biomasy. Innymi słowy, strumienie materiałów wsadowych złożone z biomasy nie mają wpływu na kwalifikowanie się instalacji do stosowania uproszczonego podejścia, jak pokazują poniższe przykłady.



- Przyjmijmy za przykład instalację kategorii A lub B, w której wyłącznym strumieniem materiałów wsadowych jest gaz ziemny, a ponadto korzysta z różnych rodzajów stałej biomasy. Może to być np. ciepłownia miejska zasilana biomasą, w której używa się gazu ziemnego, aby spełnić zapotrzebowanie w okresach szczytowego obciążenia.
- Jeśli pominąć biomasę, spełnia ona pierwsze kryterium przedstawione powyżej. Kwalifikuje się zatem także w całości do stosowania uproszczonych metod.

<sup>95</sup> Zaleca się, by właściwy organ (CA) przeprowadził indywidualną ocenę, w przypadku gdy liczba strumieni materiałów wsadowych przekracza 10.

## 8 SYSTEMY CIĄGLYCH POMIARÓW EMISJI (CEMS)

### 8.1 Wymogi ogólne

Poza zagadnieniami, które ogólnie przedstawiono w sekcji 4.3.3 dotyczącej metodologii opartych na pomiarach, należy wziąć pod uwagę następujące kwestie:

- W przeciwieństwie do wytycznych MRG 2007, systemy ciągłych pomiarów emisji (CEMS) są obecnie stawiane na równi z metodyką opartą na obliczeniach tj. nie jest już konieczne wykazywanie właściwemu organowi, że stosując CEMS można osiągnąć większą dokładność niż stosując metodykę opartą na obliczeniach z wykorzystaniem najbardziej dokładnego poziomu dokładności. Wymogi dotyczące minimalnego poziomu dokładności (→ zob. sekcja 5.2) zostały jednak określone przy założeniu zastosowania poziomów niepewności porównywalnych do tych powiązanych z metodyką opartą na obliczeniach. Zatem prowadzący instalację musi wykazać właściwemu organowi, że można zachować zgodność z tymi poziomami dokładności korzystając z proponowanych systemów ciągłych pomiarów emisji (CEMS). Tabela 9 przedstawia przegląd ustalonych poziomów dokładności wymaganych dla metodyki opartej na pomiarach.
- Wielkości emisji oparte na pomiarach muszą zostać potwierdzone z użyciem metodyki opartej na obliczeniach. Dla potrzeb takich obliczeń nie są jednak wymagane żadne konkretne poziomy dokładności. Jest to zatem znaczne uproszczenie w porównaniu do wytycznych MRG 2007 zgodnie z którymi musiały być stosowane co najmniej niższe poziomy dokładności.  
Ze względu na niestechiometryczny charakter emisji  $N_2O$  z produkcji kwasu azotowego, dla tych emisji nie jest wymagane obliczenie potwierdzające.
- Tlenek węgla (CO) emitowany do atmosfery traktuje się jako molowo równoważną ilość  $CO_2$  (art. 43 ust.1).
- Pomiaru stężenia mogą być trudne w przypadku strumieni gazu o wysokim stężeniu  $CO_2$ . Jest to szczególnie istotne w przypadku pomiaru  $CO_2$  przenoszonego między instalacjami do instalacji wychwytywającej, rurociągu sieci transportowej i do instalacji geologicznego składowania  $CO_2$ . W takich przypadkach stężenia  $CO_2$  można określić pośrednio przez określenie stężenia wszystkich pozostałych składników gazu i odjęcie ich od całości (równanie 3 z załącznika VIII do rozporządzenia MRR).
- Przepływ spalin można określić w drodze bezpośredniego pomiaru albo z zastosowaniem bilansu masowego<sup>96</sup> z uwzględnieniem tylko tych parametrów, które są łatwiejsze do zmierzenia czyli ładunków materiału

*Nowe!*

*Nowe!*

<sup>96</sup> Art. 43 ust. 5 zezwala na wykorzystanie „odpowiedniego bilansu masowego, z uwzględnieniem wszystkich istotnych parametrów od strony wejścia, w tym w przypadku emisji  $CO_2$  co najmniej ładunków materiału wsadowego, dopływu powietrza i sprawności procesu, a także od strony wyjścia, w tym co najmniej wielkości produkcji oraz stężenia  $O_2$ ,  $SO_2$  i  $Nox$ ”.

wsadowego, dopływu powietrza i stężenia O<sub>2</sub> i innych gazów, które muszą być zmierzone także do innych celów.

- Prowadzący instalację musi dopilnować, by urządzenia pomiarowe były odpowiednie dla środowiska, w którym mają być używane, a także by były regularnie konserwowane i wzorcowane. Niezależnie od tego prowadzący instalację musi mieć świadomość, że od czasu do czasu może dojść do awarii urządzenia. Art. 45 przedstawia zatem jak należy zachowawczo zastępować dane z brakujących godzin. Prowadzący instalację musi uwzględnić takie zastępowanie brakujących danych przy opracowywaniu planu monitorowania<sup>97</sup>.
- Prowadzący instalacje muszą stosować normę EN 14181 („Emisje ze źródeł stacjonarnych – Zapewnienie jakości zautomatyzowanych systemów pomiarowych”) dla celów zapewnienia jakości. Norma ta wymaga kilku procedur:
  - QAL 1: przetestowania, czy systemy ciągłych pomiarów emisji (CEMS) spełniają określone wymogi. W tym celu należy stosować normę EN ISO 14956 („Jakość powietrza. Ocena przydatności procedury pomiarowej przez odniesienie do wymaganej niepewności pomiaru”).
  - QAL 2: wzorcowanie i walidacji ciągłych pomiarów emisji (CEM);
  - QAL 3: zapewniania jakości na bieżąco podczas działania;
  - AST: corocznego testu nadzorczego (ang. *annual surveillance test*.)

Zgodnie z normą procedury QAL 2 i AST mają być przeprowadzone przez akredytowane laboratoria, a procedura QAL 3 przez prowadzącego instalację. Należy dopilnować, by personel przeprowadzający testy dysponował odpowiednimi kompetencjami.

Norma ta nie obejmuje zapewnienia jakości systemów zbierania i przetwarzania danych (tj. systemów informatycznych). Dla takich systemów prowadzący instalację musi zagwarantować odpowiednie procedury zapewniania jakości przy użyciu odrębnych środków.

- Kolejną normą, którą należy stosować, jest EN 15259 („Jakość powietrza – Pomiary emisji ze źródeł stacjonarnych – Wymagania dotyczące odcinków pomiarowych i miejsc pomiaru, celu i planu pomiaru oraz sprawozdania z pomiaru”).
- Wszystkie pozostałe metody stosowane w kontekście metodyki opartej na pomiarach powinny opierać się także na normach EN. W przypadku gdy takie normy nie są dostępne, metody muszą opierać się na odpowiednich normach ISO, normach publikowanych przez Komisję lub normach krajowych. Jeśli nie występują żadne opublikowane właściwe normy, stosuje się odpowiednie projekty norm, wytyczne dotyczące najlepszych praktyk przemysłowych lub inną naukowo sprawdzoną metodykę, ograniczając błędy w zakresie doboru próbek i pomiaru. Prowadzący instalację uwzględnia wszystkie istotne aspekty systemu

---

<sup>97</sup> Zgodnie z pkt (4) lit. a) ppkt ii) sekcji 1 załącznika I do MRR plan monitorowania zawierać musi: „metodę wyznaczania, jeśli można obliczyć prawidłowy zbiór danych za godziny lub krótsze okresy referencyjne dla każdego parametru, a także zastępowania brakujących danych zgodnie z art. 45”.



ciągłych pomiarów, w tym lokalizację urządzeń, wzorcowania, pomiary, zapewnianie jakości i kontrolę jakości.

- Prowadzący instalację dopilnowuje, aby laboratoria przeprowadzające pomiary, wzorcowanie oraz ocenę odnośnych urządzeń dla systemów ciągłych pomiarów emisji (CEMS) były akredytowane zgodnie z normą EN ISO/IEC 17025 w odniesieniu do odpowiednich metod analitycznych lub wzorcowań. Jeśli laboratorium nie posiada takiej akredytacji, prowadzący instalację zapewnia spełnienie równoważnych wymogów art. 34 ust. 2 i 3.

Tabela 9: Poziomy dokładności określone dla systemów ciągłych pomiarów emisji (zob. sekcja 1 załącznika VIII do rozporządzenia MRR), wyrażone przez zastosowanie wartości maksymalnej dopuszczalnej niepewności dotyczącej średnich rocznych wielkości godzinowych emisji.

	Poziom dokładności 1	Poziom dokładności 2	Poziom dokładności 3	Poziom dokładności 4
Źródła emisji CO <sub>2</sub>	± 10%	± 7,5%	± 5%	± 2,5%
Źródła emisji N <sub>2</sub> O	± 10%	± 7,5%	± 5%	n.d.
Przenoszony CO <sub>2</sub>	± 10%	± 7,5%	± 5%	± 2,5%

## 8.2 Emisje N<sub>2</sub>O

Sekcja 16 załącznika IV do rozporządzenia MRR dotyczy wyznaczania emisji N<sub>2</sub>O z niektórych procesów produkcji chemicznej, które są ujęte w załączniku I do dyrektywy EU ETS (produkcji kwasu azotowego, kwasu adypinowego, glioksalu i kwasu glioksalowego) lub które mogą być uwzględniane w drodze jednostronnego włączenia na mocy art. 24 dyrektywy (produkcja kaprolaktamu). Emisje N<sub>2</sub>O z działalności określanej jako „spalanie paliw” nie są objęte tymi przepisami. Emisje N<sub>2</sub>O przeważnie muszą być wyznaczane z zastosowaniem metody opartej na pomiarach.

Poza zagadnieniami wspomnianymi w sekcjach 4.3.3 i 8.1 należy odnotować następujące kwestie:

- W podsekcji B.3 sekcji 16 załącznika IV podane są konkretne wymagania dotyczące wyznaczania przepływu spalin. W razie konieczności należy mierzyć stężenie tlenu zgodnie z podsekcją B.4.
- Podsekcja B.5 określa wymagania dla obliczania emisji N<sub>2</sub>O w przypadku określonych okresów nieobniżonych emisji N<sub>2</sub>O (np. w przypadku awarii sprzętu służącego do obniżenia emisji) i jeżeli pomiar nie jest technicznie wykonalny.

Dla celów wyliczenia emisji CO<sub>2(e)</sub> na podstawie emisji N<sub>2</sub>O, prowadzący instalację korzysta z następującego wzoru:

$$Em = Em(N_2O) \cdot GWP_{N_2O} \quad (15)$$

gdzie:

$Em$  .....emisje wyrażone jako t CO<sub>2(e)</sub>

$Em(N_2O)$  .....emisje N<sub>2</sub>O w tonach

$GWP_{N_2O}$  .....Współczynnik ocieplenia globalnego N<sub>2</sub>O podano w załączniku VI sekcja 3 tabela 6 w rozporządzeniu MRR.

### 8.3 Przenoszony i związany w paliwie CO<sub>2</sub> oraz wychwytywanie i składowanie dwutlenku węgla (CCS)

#### 8.3.1 Przenoszony CO<sub>2</sub> i CCS

*Nowe!*

Rozporządzenie MRR przyniosło znaczącą zmianę w porównaniu do wytycznych MRG 2007, jeśli chodzi o „przenoszony CO<sub>2</sub>”.

Zgodnie z nowymi przepisami CO<sub>2</sub>, który nie został wyemitowany, ale przeniesiony poza instalację można odjąć od wielkości emisji z instalacji, wyłącznie jeśli instalacja przyjmująca należy do jednej z następujących kategorii (art. 49 ust.1):

- instalacji wychytującej w celu transportu i długoterminowego geologicznego składowania na składowisku dopuszczonym na mocy dyrektywy 2009/31/WE;
- sieci transportowej w celu długoterminowego geologicznego składowania na składowisku dopuszczonym na mocy dyrektywy 2009/31/WE;
- składowiska dopuszczonego na mocy dyrektywy 2009/31/WE w celu długoterminowego geologicznego składowania.

W każdym innym przypadku, CO<sub>2</sub> przeniesiony poza instalację zalicza się do emisji instalacji pochodzenia.

Aby uczynić obliczenie spójnym w przypadku „łańcucha CCS” (tj. kilka instalacji razem używanych do wychwytywania, transportu i geologicznego składowania CO<sub>2</sub>) instalacja przyjmująca musi dodać CO<sub>2</sub> do swoich emisji (zob. sekcje od 21 do 23 załącznika IV do MRR) zanim może znów odjąć ilość przeniesioną do następnej instalacji lub do miejsca składowania. Zatem instalacje CCS są monitorowane z zastosowaniem metodyki opartej na bilansie masowym, natomiast część CO<sub>2</sub> wprowadzanego do instalacji lub opuszczającego ją (tj. w punktach przesyłu) jest monitorowana z użyciem systemów ciągłych pomiarów.

W przypadku tych systemów ciągłych pomiarów (CMS) przepisy określone dla CEMS (→ sekcje 4.3.3 i 8.1) stosują się odpowiednio (należy pomijać słowo „emisje” w przypadku odesłań do systemów ciągłych pomiarów emisji, CEMS). W szczególności zastosowanie ma przepis dotyczący „pośrednich”<sup>98</sup> pomiarów CO<sub>2</sub>. Należy stosować najwyższy poziom dokładności (poziom 4), chyba że wykaże się, iż jego zastosowanie nie jest wykonalne technicznie lub prowadzi do

<sup>98</sup> Tj. wyznaczanie stężenia wszystkich pozostałych składników gazu i odjęcie ich od całości (równanie 3 w załączniku VIII do MRR).



nieracjonalnych kosztów. W przepisie szczególnym określono, że ważne jest, by wyraźnie identyfikować instalacje przesyłające i odbiorcze w rocznym raporcie na temat wielkości emisji, korzystając z niepowtarzalnych identyfikatorów, które stosowane są także w systemie rejestru ETS.

Dla celów monitorowania na styku instalacji prowadzący instalacje mogą wybrać, czy pomiary mają być prowadzone przez instalację przesyłającą czy odbiorczą (art. 48 ust. 3). W przypadku gdy pomiary są prowadzone w obu instalacjach, a wyniki są rozbieżne, stosuje się średnią arytmetyczną z obu pomiarów.

Jeśli rozbieżność wartości jest wyższa niż niepewność zatwierdzona w planie monitorowania, prowadzący instalacje muszą zgłosić wartość z zastosowaniem korekty zachowawczej, która wymaga zatwierdzenia przez właściwy organ.

### 8.3.2 CO<sub>2</sub> związany w paliwie

Podczas gdy „przeniesiony CO<sub>2</sub>” w MRR oznacza „mniej lub bardziej czysty CO<sub>2</sub>” (dyrektywa CCS<sup>99</sup> zawiera wymóg, by strumień CO<sub>2</sub> „składał się w przeważającej części” z CO<sub>2</sub>), pojęcie „CO<sub>2</sub> związanego w paliwie” zawarte w MRR (art. 48) odnosi się do CO<sub>2</sub>, który pochodzi z działalności ujętej w załączniku I i jest zawarty w gazie uznawanym za paliwo, takim jak gaz odlotowy z wielkiego pieca lub z niektórych części rafinerii olejów mineralnych.

W celu zapewnienia spójnego raportowania zarówno dotyczącego instalacji odbiorczej, jak i przesyłającej, należy stosować następujące metodologie:

- W przypadku gdy w instalacji korzysta się z paliwa zawierającego związany CO<sub>2</sub>, współczynnik emisji (lub w przypadku bilansu masowego, zawartość węgla) uwzględnia związany w paliwie CO<sub>2</sub> (tj. CO<sub>2</sub> stanowi część strumienia materiałów wsadowych, a związany w paliwie CO<sub>2</sub> liczy się jako wyemitowany przez tę instalację, która faktycznie go wyemitowała).
- Instalacja, która przesyła CO<sub>2</sub> do innej instalacji, odejmuje go od swoich emisji. Zwykle stosuje się do tego bilans masowy. Związany w paliwie CO<sub>2</sub> traktuje się zwyczajnie jak każdy inny węgiel pierwiastkowy opuszczający instalację w tym strumieniu materiałów wyjściowych.
- Wyjątek dotyczy przypadków, w których związany w paliwie CO<sub>2</sub> przenoszony jest do instalacji nieobjętej dyrektywą EU ETS: w tym przypadku związany w paliwie CO<sub>2</sub> musi być liczony jako emisja.

W odniesieniu do monitorowania punktu przesyłu, stosuje się tę samą metodykę, co w przypadku przenoszonego CO<sub>2</sub> tj. prowadzący instalacje mogą wybrać, czy pomiary przeprowadza instalacja przesyłająca czy instalacja odbiorcza (art. 48 ust. 3, zob. sekcja 8.3.1 powyżej).

---

<sup>99</sup> Dyrektywa 2009/31/WE

## 9 ZAŁĄCZNIK

### 9.1 Skróty

EU ETS.....	system handlu uprawnieniami do emisji
MRV .....	monitorowanie, raportowanie i weryfikacja
MRG 2007: .	wytyczne dotyczące monitorowania i sprawozdawczości
MRR.....	rozporządzenie w sprawie monitorowania i raportowania (rozporządzenie MRR)
AVR .....	rozporządzenie w sprawie weryfikacji i akredytacji (rozporządzenie AVR)
MP .....	plan monitorowania
Zezwolenie..	zezwolenie na emisję GC
CIMs .....	ogólnounijne w pełni ujednolicone środki wykonawcze (tj. zasady rozdzielania na podstawie art. 10a dyrektywy EU ETS)
CA .....	właściwy organ
ETSG .....	grupa wsparcia ETS (grupa ekspertów ETS działająca w ramach sieci IMPEL, która opracowała istotne wytyczne dla celów stosowania MRG 2007)
IMPEL .....	Europejska Sieć Wdrażania i Egzekwowania Prawa Ochrony Środowiska ( <a href="http://impel.eu">http://impel.eu</a> )
AER .....	roczny raport na temat wielkości emisji
CEMS .....	system ciągłych pomiarów emisji
MPE .....	błąd graniczny dopuszczalny (pojęcie stosowane w krajowej urzędowej kontroli metrologicznej)
CCS .....	wychwytywanie i (geologiczne) składowanie dwutlenku węgla

### 9.2 Akty prawne

**Dyrektywa EU ETS:** Dyrektywa 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 października 2003 r. ustanawiająca system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych we Wspólnocie oraz zmieniająca dyrektywę Rady 96/61/WE; zmieniona ostatnio dyrektywą 2009/29/WE. Wersja skonsolidowana do pobrania: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=CONSLEG:2003L0087:20090625:PL:PDF>

**Rozporządzenie MRR:** Rozporządzenie Komisji (UE) nr 601/2012 z dnia 21 czerwca 2012 r. w sprawie monitorowania i raportowania w zakresie emisji gazów cieplarnianych zgodnie z dyrektywą 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady. <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2012:181:0030:0104:PL:PDF>

**Rozporządzenie AVR:** Rozporządzenie Komisji (UE) nr 600/2012 z dnia 21 czerwca 2012 r. w sprawie weryfikacji raportów na temat wielkości emisji gazów cieplarnianych i raportów dotyczących tonokilometrów oraz akredytacji weryfikatorów zgodnie z dyrektywą 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady.

<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2012:181:0001:0029:PL:PDF>

**MRG 2007:** Decyzja Komisji nr 2007/589/WE z dnia 18 lipca 2007 r. ustanawiająca wytyczne dotyczące monitorowania i sprawozdawczości w zakresie emisji gazów cieplarnianych zgodnie z dyrektywą 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady. Udostępniona do pobrania wersja skonsolidowana zawiera wszystkie zmiany MRG dla działań emitujących N<sub>2</sub>O, działania aktywizujące, pozyskiwanie, transport rurociągami oraz magazynowanie geologiczne CO<sub>2</sub>, oraz w odniesieniu do działań i gazów cieplarnianych uwzględnionych od roku 2013. Do pobrania:

<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=CONSLEG:2007D0589:20110921:PL:PDF>

**Dyrektywa RES:** Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniająca i w następstwie uchylająca dyrektywy 2001/77/WE oraz 2003/30/WE. Do pobrania:

<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:140:0016:0062:PL:PDF>